

Optimierung zwangsgekühlter Energiekabel

durch

dreidimensionale FEM-Simulationen

Von der Fakultät für Ingenieurwissenschaften der
Universität Duisburg-Essen
zur Erlangung des akademischen Grades eines

Doktors der Ingenieurwissenschaften

genehmigte Dissertation

von
Dipl.-Ing. (FH)/BA Dongping Zhang
aus
Heilongjiang, VR China

Referent: Prof. Dr.-Ing. habil. Heinrich Brakelmann

Korreferent: Prof. Dr.-Ing. habil. István Erlich

Tag der mündlichen Prüfung: 26.10.2009

Vorwort

Die vorliegende Dissertation entstand während meiner Tätigkeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter im Fachgebiet Energietransport und -speicherung an der Universität Duisburg-Essen.

Mein besonderer Dank gilt Herrn Prof. Dr.-Ing. habil. Heinrich Brakelmann, der meine Arbeit durch Anregungen und konstruktive Kritik unterstützt und mit zu ihrem erfolgreichen Abschluss beigetragen hat.

Insbesondere danke ich Herrn Prof. Dr.-Ing. habil. István Erlich, sowohl für das große Interesse, welches er dieser Arbeit entgegen brachte, als auch für die Übernahme des Korreferates und die damit verbunden Mühe.

Weiterhin möchte ich an dieser Stelle den Mitarbeitern des Fachgebietes für zahlreiche Anregungen und Diskussionen sowie für die umfangreiche Unterstützung bedanken.

Ferner danke ich dem Bundesamt für Naturschutz (BfN), das die Arbeit im Rahmen eines Drittmittelprojektes durch die großzügige finanzielle Unterstützung erst ermöglicht.

Schließlich danke ich meiner Frau Yi Liu, dass sie gute Arbeitsumgebung zu dieser Arbeit geschaffen hat.

Dongping Zhang

Bayreuth, im Oktober 2009

Inhaltsverzeichnis

| | | |
|---------|--|----|
| 1 | Einführung | 1 |
| 2 | Übertragung elektrischer Energie mit Energiekabeln..... | 3 |
| 2.1 | Installationsvarianten für Energiekabel | 3 |
| 2.2 | Belastbarkeit und temporäre Überlastbarkeit der Energiekabel | 4 |
| 2.3 | Thermische Eigenschaften von Erdböden und Bodenaustrocknung | 5 |
| 2.4 | Thermische Stabilisierung des Kabelgrabens | 8 |
| 2.5 | Kabelanlagen mit Zwangskühlung | 9 |
| 3 | Stand der Technik zur Kabelbelastbarkeitsberechnung..... | 11 |
| 3.1 | Analytische und empirische Verfahren..... | 11 |
| 3.2 | Numerische Methoden zur Berechnung der Belastbarkeit | 12 |
| 3.3 | Ein zweidimensionales Berechnungsverfahren auf Basis der Finite-Elemente-Methode | 13 |
| 4 | Erweiterung eines zweidimensionalen numerischen Verfahrens zur dreidimensionalen Belastbarkeitsberechnung | 19 |
| 4.1 | Dreidimensionale Problemstellungen | 19 |
| 4.1.1 | Änderungen entlang der Kabeltrasse | 19 |
| 4.1.2 | Transientes Verhalten von lateral zwangsgekühlten Kabelanlagen | 20 |
| 4.1.3 | Aufwand echter dreidimensionaler FEM-Berechnungen | 20 |
| 4.2 | Erweiterung der zweidimensionalen FEM zur Berechnung dreidimensionaler Probleme..... | 21 |
| 4.2.1 | Konzept des erweiterten Berechnungsverfahrens | 22 |
| 4.2.2 | Technische Grundlagen der Wärmeübertragung bei Strömung..... | 26 |
| 4.2.3 | Promgramm-Implementierung des erweiterten Berechnungsverfahrens..... | 29 |
| 4.3 | Anwendung und Erprobung des Verfahrens..... | 31 |
| 4.3.1 | Technische Daten einer zwangsgekühlten Beispiel-Kabelanlage | 31 |
| 4.3.2 | Einfluss der Schichtenaufteilungen auf die berechneten Kühlwassertemperaturen | 33 |
| 4.3.2.1 | Kühlwasseraustrittstemperatur während des Kühlvorgangs | 34 |
| 4.3.2.2 | Kühlwassertemperatur während eines Umlaufs | 35 |

| | | |
|---------|---|----|
| 4.3.2.3 | Räumliche Verteilung der Kühlwassertemperatur bei einem Zeitpunkt..... | 37 |
| 4.3.3 | Einfluss der Schichtenaufteilungen auf die berechneten Leitertemperaturen..... | 39 |
| 4.4 | Folgerungen | 41 |
| 5 | Kühlsystemplanung | 43 |
| 5.1 | Kühlstation..... | 43 |
| 5.2 | Kühlrohre | 44 |
| 5.3 | Lebensdauer von Kühlrohren..... | 46 |
| 6 | Übertragung von Windenergie mit einer 110-kV-Kabelanlage..... | 49 |
| 6.1 | Stationäre Berechnung für eine 110-kV-Kabelanlage mit natürlicher Kühlung..... | 49 |
| 6.1.1 | Zwei Kabelsysteme in Einebeneanordnung..... | 49 |
| 6.1.2 | Drei Kabelsysteme in gebündelter Kabelanordnung | 52 |
| 6.1.3 | Vergleich der elektrischen und magnetischen Felder | 54 |
| 6.1.4 | Folgerungen | 54 |
| 6.2 | Transiente Berechnung für die Windenergieübertragung im (n-1)-Fall | 55 |
| 6.2.1 | Kabelbelastbarkeit unter Berücksichtigung der Windstatistik | 55 |
| 6.2.2 | Kabelerwärmung im (n-1)-Fall..... | 57 |
| 6.2.3 | Folgerungen | 60 |
| 6.3 | Untersuchung des transienten Erwärmungsverhaltens bei lateraler Kühlung | 61 |
| 6.3.1 | Projektierung von Kabelsystem und Kühlsystem..... | 62 |
| 6.3.2 | Kühlung im Normalbetrieb | 64 |
| 6.3.3 | Kühlung bei unterschiedlichen Vorlasten im (n-1)-Fall | 67 |
| 6.3.4 | Kühlung bei unterschiedlichen Kühlabschnittlängen | 68 |
| 6.3.5 | Kühlung in Kombination mit thermischer Stabilisierung..... | 69 |
| 6.3.6 | Kühlung bei unterschiedlichen Leiterquerschnitten | 70 |
| 6.3.7 | Untersuchungen zum Umschalten des Kühlsystems während des (n-1)-Falls | 71 |
| 6.3.8 | Vorkühlung der Kabelanlage | 74 |
| 6.3.9 | Kühlsystemredundanz..... | 76 |
| 6.3.10 | Kühlung unter Berücksichtigung der zyklischen Lasten | 78 |
| 6.3.11 | Folgerungen | 80 |
| 7 | Energieübertragung mit einer 380-kV-Kabelanlage..... | 82 |

| | | |
|--------|--|-----|
| 7.1 | Varianten der direkt erdverlegten 380-kV-Kabelanlagen..... | 82 |
| 7.2 | Untersuchungen des transienten Erwärmungsverhaltens bei einer zyklischen Last ($m = 0,7$)..... | 85 |
| 7.2.1 | Keine thermische Stabilisierung und keine Berücksichtigung partieller Bodenaustrocknung | 86 |
| 7.2.2 | Einsatz einer thermischen Stabilisierung ohne/mit Berücksichtigung partieller Bodenaustrocknung..... | 86 |
| 7.2.3 | Mit lateraler Zwangskühlung..... | 88 |
| 7.3 | Untersuchungen des transienten Erwärmungsverhaltens bei einer Dauerlast ($m = 1,0$) | 90 |
| 7.3.1 | Keine thermische Stabilisierung und keine Berücksichtigung partieller Bodenaustrocknung | 90 |
| 7.3.2 | Einsatz einer thermischen Stabilisierung ohne/mit Berücksichtigung partieller Bodenaustrocknung..... | 91 |
| 7.3.3 | Mit lateraler Zwangskühlung (zwei Kühlsysteme)..... | 93 |
| 7.4 | Optimierung der Kühlsysteme | 95 |
| 7.5 | Folgerungen | 98 |
| 8 | Lebensdauer der Kühlrohre in der Energieübertragung..... | 100 |
| 8.1 | Lebensdauer der Kühlrohre in einer Tasse für Windenergieübertragung..... | 100 |
| 8.2 | Lebensdauer der Kühlrohre bei Dauerlast und bei zyklischer Last | 103 |
| 8.3 | Folgerungen | 105 |
| 9 | Verfügbarkeiten der Kabelanlagen und der Kühlanlagen..... | 106 |
| 9.1 | Störfälle an Kabelanlagen | 106 |
| 9.2 | Verfügbarkeit der Zwangskühlung | 107 |
| 10 | Wirtschaftlichkeitsvergleich | 109 |
| 10.1 | Wirtschaftlichkeitsgrundlage | 109 |
| 10.2 | Investitionskosten für Kabelanlage mit natürlicher Kühlung | 110 |
| 10.2.1 | Kosten der Kabelanlage | 110 |
| 10.2.2 | Wartungskosten..... | 110 |
| 10.2.3 | Verlustkosten | 111 |
| 10.3 | Investitionskosten für eine zwangsgekühlte Kabelanlage | 111 |
| 10.3.1 | Kosten der Kabelanlage | 111 |
| 10.3.2 | Kosten der Kühlanlage..... | 111 |
| 10.3.3 | Wartungskosten..... | 112 |
| 10.3.4 | Verlustkosten | 112 |
| 10.4 | Kostenvergleich | 112 |

| | | |
|------|------------------------------------|-----|
| 10.5 | Folgerungen | 113 |
| 11 | Zusammenfassung und Ausblick | 114 |
| | Schrifttum | 117 |
| | Verwendete Formelzeichen | 123 |
| | Anhang..... | 126 |

1 Einführung

Elektrische Energie wird außerhalb der Ballungsgebiete entweder in Kraftwerken großer Leistung aus konventionellen Primärenergieträgern erzeugt oder aber aus regenerativen Energiequellen gewonnen wie zum Beispiel aus Wind mit Hilfe von Onshore-Windkraftanlagen oder Offshore-Windparks.

Die elektrische Energie muss daher über größere Distanzen zu den Verbrauchern transportiert werden. Hierzu werden Freileitungen und Kabel verwendet. Je nach technischen Anforderungen und Einsatzgebieten werden bevorzugt entweder Freileitungen oder Kabel oder aber auch beide Betriebsmittel eingesetzt. In der Hoch- und Höchstspannungsebene wurden in der Vergangenheit Energiekabel im Vergleich zu Freileitungen wegen der Investitionskosten und ihrer Grenzleistung relativ selten eingesetzt. Laut der neuesten Statistik der CIGRE Arbeitsgruppe B1.07 liegt die Freileitung zwar in den meisten Ländern (außer Singapur) an dominanter Stelle, aber bezüglich der Anzahl und der Länge spielen Energiekabel eine immer wichtigere Rolle. Die Zahl der Anwendungen ist in den letzten Jahrzehnten rasch gestiegen, z.B. in Kanada, in der Schweiz und in den USA [1].

Es gibt einige Bereiche, in denen die Energiekabel hauptsächlich bzw. ausschließlich eingesetzt werden [2]:

- Meeresdurchquerungen,
- Durchquerung größerer Flüsse,
- Ballungszentren,
- Flugschneisen in der Umgebung von Flughäfen und
- Landschaftsschutzgebiete.

Ein markanter Nachteil der Kabel ist ihre begrenzte Übertragungsleistung, die konstruktiv in erster Linie von der Nennspannung und dem Leiterquerschnitt beeinflusst wird. Eine Steigerung der Übertragungsleistung durch Vergrößerung des Leiterquerschnitts kann bei Herstellung, Transport und Verlegung des Kabels, z.B. durch Gewicht und Biegebarkeit, zu Problemen führen, findet aber auch unter physikalischen Gesichtspunkten (Zusatzverluste etc.) ihre Grenzen.

Weitere Erhöhungen der Übertragungsleistung können auch durch eine Optimierung der Kabelkonstruktion, z.B. Segmentierung des Leiters (Milliken-Leiter), Optimierung der Isolierungsdicke etc., verwirklicht werden. Eine hohe Übertragungsleistung bedeutet gleichzeitig auch hohe Wärmeverluste und damit höhere Temperaturen des Kabels. Die höchstzulässige Temperatur ist vom verwendeten Isoliermaterial abhängig. Beispiels-

weise beträgt die Grenzbetriebstemperatur von vernetztem Polyethylen, welches in Kunststoffkabeln eingesetzt wird, ca. 90 °C.

Die im Kabel entstehende Verlustwärme muss über die Umgebung abgeführt werden. Um das Übertragungsvermögen zu steigern, gibt es deshalb auch die Möglichkeit, die Wärmeabfuhr im Kabelgraben z.B. durch eine thermische Stabilisierung des Kabelgrabens mit Hilfe thermisch gut leitender Rückfüllmaterialien zu optimieren. Darüber hinaus kann die Übertragungsleistung durch Zwangskühlung weiter erhöht werden.

Im Rahmen der vorliegenden Arbeit sollen die stationäre Kabelbelastbarkeiten wie auch die temporären Überlastbarkeiten von 110-kV- und 380-kV-VPE-Energiekabeln, durch unterschiedliche Hilfsmaßnahmen, z.B. durch thermische Stabilisierung oder Zwangskühlung des Kabelgrabens sowie die Kombination beider Maßnahmen, mit einem eigens hierfür entwickelten Berechnungsverfahren untersucht und optimiert werden. Für Kabel mit Zwangskühlung wird die Verfügbarkeit der Kabelanlagen und der zugehörigen Kühlanlagen betrachtet. Abschließend werden Wirtschaftlichkeitsvergleiche an konkreten Kabelanlagen mit natürlicher Kühlung und mit Zwangskühlung durchgeführt.

2 Übertragung elektrischer Energie mit Energiekabeln

Die Kabeltechnik weist eine Geschichte von mehr als 150 Jahren auf. Ab 1890 wurden papierisolierte Energiekabel, Kabel mit geschichteter Isolation, eingeführt. Seit den 1960er Jahren werden Kabel mit Isolierung aus Polyethylen (PE), dann ab den 70er Jahren aus vernetztem Polyethylen (VPE, *engl.* XLPE) für die elektrische Energieübertragung verwendet, zuerst in der Mittelspannungsebene und später in der Hoch- und Höchstspannungsebene. Heute sind Energiekabel mit VPE-Isolierung bis zu höchsten Spannungen von 550 kV installiert [1].

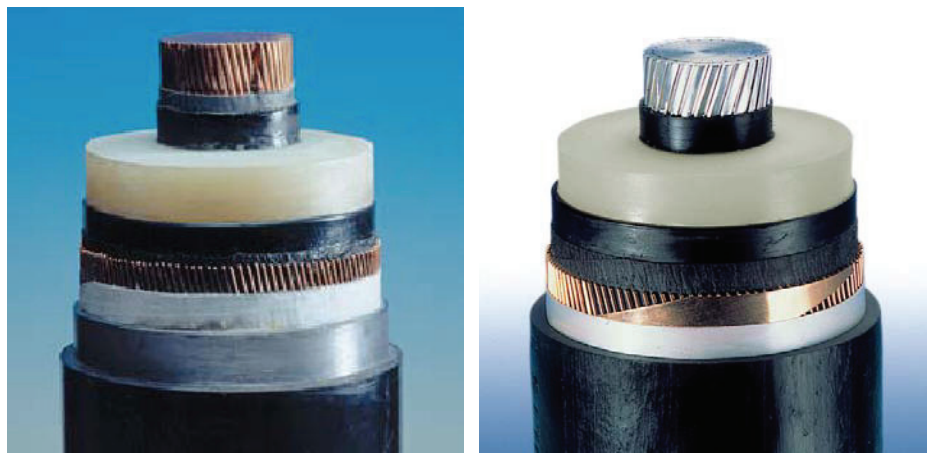


Abbildung 2.1: VPE-Kabel mit einem Kupferleiter (links) und einem Aluminiumleiter (rechts) (Quelle ABB)

Energiekabel haben bei der Übertragung elektrischer Energie gegenüber Freileitungen einige Nachteile, aber durchaus auch wichtige Vorteile bzw. Besonderheiten.

In der aufgelisteten Literatur werden die zwei Übertragungsmittel ausführlich verglichen [5, 40, 58 etc.] und deshalb hier nicht weiter erläutert.

2.1 Installationsvarianten für Energiekabel

Für Energiekabel gibt es unterschiedliche Installationsvarianten, z.B. direkte Erdverlegung, im Rohr, unter Brücken, im Kanal/Tunnel usw.

Energiekabel in einem begehbaren Kanal oder Tunnel unterirdisch zu verlegen ist besonders für Strecken in städtischen Bereichen geeignet und bereits mehrfach realisiert, z.B. in Berlin, Wien und Madrid (Abb. 2.2). Für größere und längere Kabelstrecken stehen einer solche Lösung bisher in erster Linie die Kosten entgegen [66].

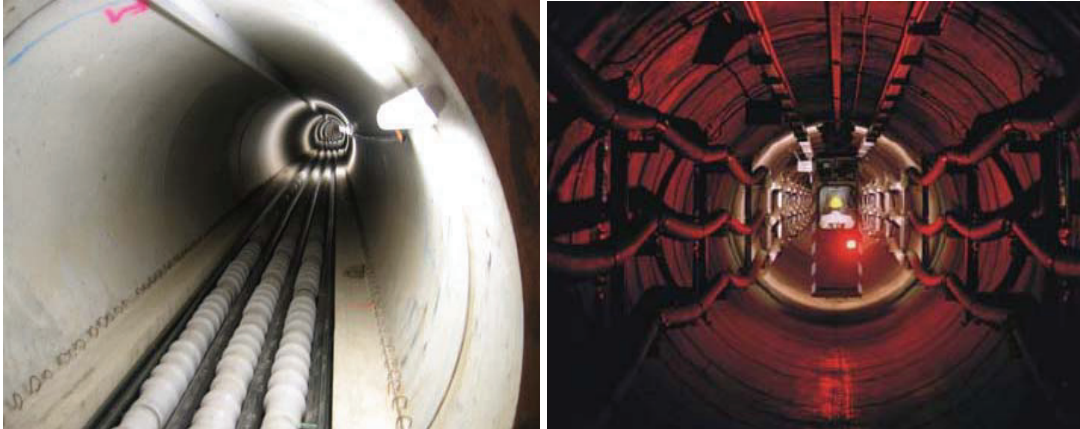


Abbildung 2.2: Beispiele für eine Tunnelverlegung a) 380-kV-Kabel in Wien, b) 380-kV-Kabel in Berlin, Quelle: CIGRE-Report [1]

Demgegenüber hat die direkte Erdverlegung ausgeprägte Vorteile wegen ihrer Wirtschaftlichkeit, da keine aufwendigen Arbeit und Zusatzmaßnahmen außer Aufgraben und Verlegen der Kabel sowie Rückfüllen der Kabelgräben anfallen.

2.2 Belastbarkeit und temporäre Überlastbarkeit der Energiekabel

Unter der „Strombelastbarkeit“ oder „Belastbarkeit“ der Kabel versteht man den maximalen Laststrom, für den die höchstzulässige Leitertemperatur der Kabel nicht überschritten wird. Für die Kabelbelastbarkeit wird zunächst unter der Voraussetzung von Dauerlast ($m = 1,0$) die sog. Dauerbelastbarkeit bestimmt, die bei stationärer Belastung unter spezifischen stationären Umgebungszuständen untersucht wird.

Der *Belastungsgrad* m einer Übertragungsstrecke ist auf einen sich täglich wiederholenden Lastzyklus bezogen, und beschreibt die zeitgemittelte Last. Er berechnet sich als Fläche unter der 24h-Belastungskurve, bezogen auf den Stromhöchstwert, zu

$$m = \frac{1}{I_{\max} \cdot 24h} \cdot \int_0^{24} i(t) dt . \quad (2.1)$$

Zur Bemessung eines Leiterquerschnitts wird oft von einer normalen EVU-Last mit einem Belastungsgrad von $m = 0,7$ bis $0,9$ ausgegangen.

Für $0,5 \leq m \leq 1,0$ gibt DIN VDE 0298 Teil 2 Umrechnungsfaktoren zur Korrektur der höchstzulässigen Stromwerte der Belastungstabellen an. Abb. 2.3 zeigt ein typisches Tageslastspiel einer EVU-Last, das in den weiteren Untersuchungen verwendet werden soll.

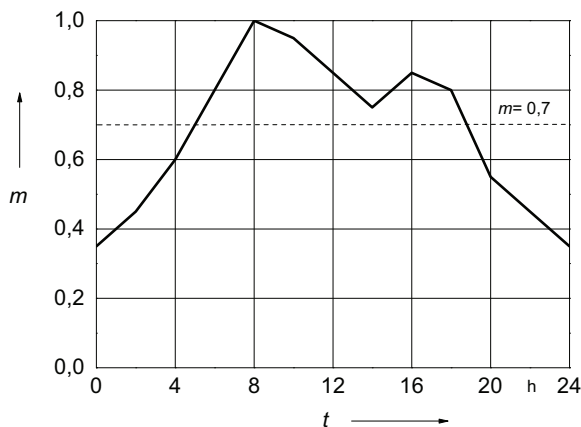


Abbildung 2.3:

Täglicher Lastzyklus mit Belastungsgrad von $m = 0,7$ (EVU-Last)

Die *temporäre Überlastbarkeit* ist der maximal zulässige Strom oder die maximal zulässige Last eines Kabels für eine bestimmte Zeit, ohne dass eine Überschreitung der höchstzulässigen Betriebstemperatur eintritt. Bei geringerer Vorlast ist wegen der großen thermischen Zeitkonstanten des Kabels eine Überlast für eine kurze Zeitdauer möglich.

In den Höchst-, Hoch- und Mittelspannungsnetzen wird *(n-1)-Sicherheit* angestrebt: Erzeugung und Transport von Energie sind zentrale und daher sehr verfügbarkeitsrelevante Aufgaben. Deshalb vereinbart man Regeln, wonach Konstruktion und Betriebsweise dieser Systeme in jedem Augenblick so gestaltet sein müssen, dass der Ausfall eines Elements im System niemals zu einer Unterbrechung der Stromversorgung führen darf. Dieses Kriterium wird *(n-1)-Sicherheit* genannt.

2.3 Thermische Eigenschaften von Erdböden und Bodenaustrocknung

Bei der Übertragung des elektrischen Stromes über Erdkabel entstehen Verluste, die in Wärme umgesetzt werden. Diese Wärmeenergie muss über das umgebende Erdreich abgeführt und durch die Erdbodenfläche hindurch an die Luft abgegeben werden. Dieser Vorgang wird „natürliche Kühlung“ genannt. Deshalb ist die Belastbarkeit eines Energiekabels entscheidend von den thermischen Eigenschaften des umgebenden Erdbodens abhängig. Dabei spielt die Wärmeleitfähigkeit λ des Erdreichs für die Wärmeleitung eine wichtige Rolle.¹

In [3], [4] und [5] wird angegeben, dass die Wärmeleitfähigkeit stark vom Feuchtigkeitsgehalt des Bodens abhängt. Eine vom Kabel verursachte Erwärmung des Erdreichs

¹ Bei transienten Vorgängen ist auch die Wärmekapazität c eine wichtige Größe, die im Abschnitt 3.3 anhand eines FEM-Programms weiter erläutert wird.

kann zu einem dauerhaften Verlust an Feuchtigkeit im Boden führen und somit eine partielle Bodenaustrocknung verursachen. Ausgetrockneter Boden besitzt nur die Hälfte bis hinunter zu einem Sechstel der Wärmeleitfähigkeit im Vergleich zu einem feuchten Boden. Erfahrungsgemäß liegt der thermische Wärmeleitfähigkeit λ von einem feuchten Boden in Deutschland bei $\lambda = 1,0 \text{ W/(K} \cdot \text{m)}$ und von einem trocknen lediglich bei $\lambda = 0,4 \text{ W/(K} \cdot \text{m)}$.

In [6], [7] und [8] wird ausführlich das mikroskopische thermisch-hydrologische Verhalten beschrieben. Der Erdboden besteht aus festen Partikeln und Poren, die mit Luft, Wasser und möglicherweise Wasserdampf gefüllt sind. In feuchtem Boden ist so viel Wasser enthalten, dass die Wasserhüllen in den Poren sich gegenseitig berühren. Es bilden sich so genannte „Wasser-Kapillar-Brücken“. In homogenen isothermen Erdböden entsteht, hinreichend entfernt vom Grundwasserspiegel, oft eine annähernd gleichmäßige Feuchtigkeitsverteilung [3].

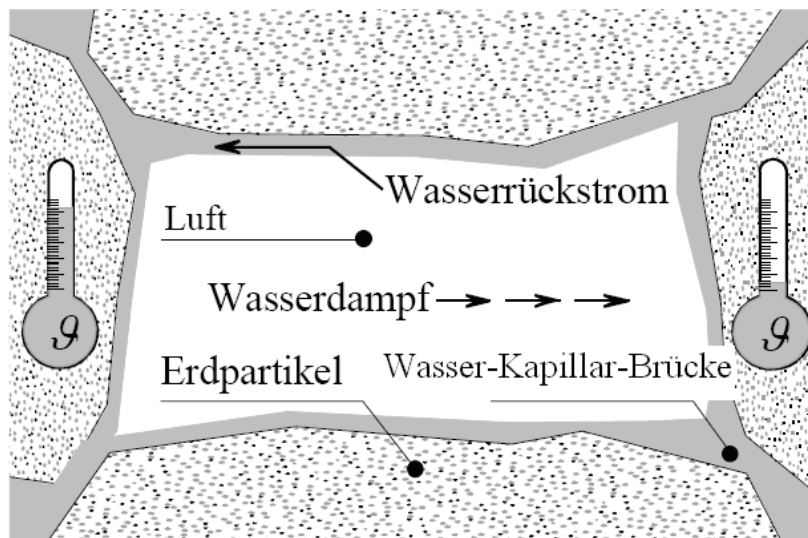


Abbildung 2.4: Schematische Darstellung des Wassertransports in einer Pore unter Berücksichtigung der Temperaturdifferenz [8]

Stehen sich zwei Wasserhüllen unterschiedlicher Temperatur gegenüber, dann wird Wärmeenergie von der wärmeren zur kühleren Schicht nicht nur über die festen Bestandteile des Bodens transportiert sondern auch über Wasserbewegung und Wasserdampf. In der kühleren Schicht kondensiert der Wasserdampf und das Wasser fließt aufgrund des so entstandenen Feuchtigkeitsgradienten über die Wasser-Kapillar-Brücken wieder zurück. (s. Abb. 2.4)

Wenn der Grundwasserspiegel hinreichend weiter entfernt ist, kann das oben beschriebene dynamische Gleichgewicht bei einem langzeitigen und großen Temperaturgradienten zerstört werden. Der Abtransport des Wassers aus der warmen Schicht erfolgt schneller als der Rückfluss und führt so zu einer verminderten Feuchtigkeit in der warmen Schicht. Sinkt der Wasseranteil unter einen kritischen Wert, so führt dies zu einem

Abriss der Wasser-Kapillar-Brücken und damit zu einer Unterbrechung des Wasser-rückstromes [7]. Der Boden trocknet aus. Der Vorgang der Bodenaustrocknung kann je nach der Übertemperatur und Bodenbeschaffenheit bis zu mehreren Jahren dauern.

Bei der Bodenaustrocknung sind zwei Fälle zu unterscheiden: Die stationäre und die transiente Bodenaustrocknung.

In [3] wird das entsprechende mathematische Modell, das so genannte „Zweischichtenmodell“, für stationäre Bodenaustrocknung dargestellt. Die Wärmeleitfähigkeit eines Erdbodens verläuft prinzipiell wie die strichpunktierte Kennlinie in Abb. 2.5. Zur Vereinfachung der Berechnung wird im Allgemeinen das Modell verwendet, bei dem die Übergangsphase vernachlässigt und nur noch von zwei spezifischen Wärmeleitfähigkeiten des Erdbodens ausgegangen wird, von denen eine unterhalb und eine oberhalb der Austrocknungstemperatur anzutreffen ist.

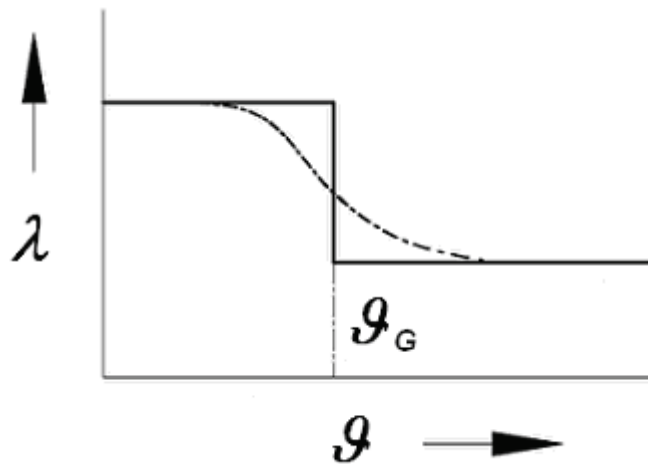


Abbildung 2.5: Zweistufenmodell der Wärmeleitfähigkeit des Erdbodens [9]

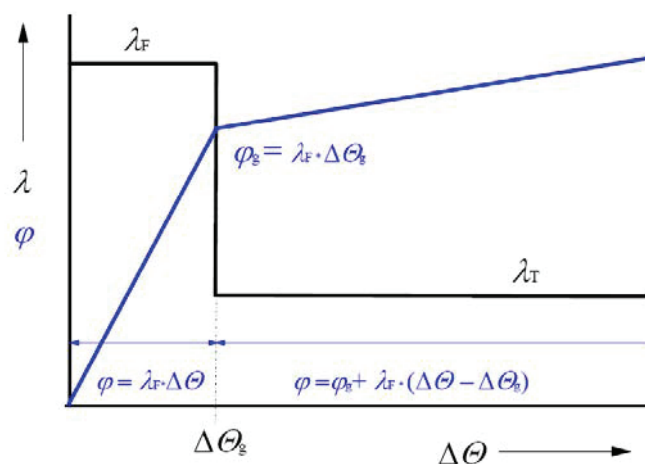


Abbildung 2.6: Temperaturabhängige Verläufe von Wärmeleitfähigkeit λ und Wärmepotential φ nach dem Zweischichtenmodell [3]

In Abb. 2.6 zeigt der Verlauf der Wärmeleitfähigkeit und des Wärmeleitpotentials als Funktion der Übertemperatur beim Zweischichtenmodell. Als Grenzübertemperatur wird in [3] 15 K genannt, welches einer Temperatur von 35 °C bei einer Umgebungstemperatur von 20 °C entspricht.

Die Vorgänge im Boden bei einer transienten Bodenaustrocknung sind kompliziert und wurden oben bereits qualitativ beschrieben. Eine quantitative Beschreibung führt auf ein System gekoppelter Differentialgleichungen und ist in [67] zu finden. In [8] wird ein entsprechendes mathematisches Modell zur numerischen Berechnung vorgestellt, welches in der vorliegenden Arbeit verwendet und im Abschnitt 3.3 weiter diskutiert wird.

2.4 Thermische Stabilisierung des Kabelgrabens

Wie vorher erwähnt, ist die natürliche Kühlleistung durch die Aufbaumaterialien des Kabels und die thermischen Eigenschaften des umgebenden Bodens begrenzt. Wenn die Energiekabel unter Dauerlast im Verbundnetz betrieben werden sollen, muss oft eine Belastbarkeitssteigerung erreicht und die Wärmeabfuhr optimiert werden. Um dies zu realisieren, kann eine thermische Stabilisierung der Kabelgräben durch Verwendung besonderer Rückfüllmaterialien eingesetzt werden.

Als Stabilisierungsmaterial wird z.B. „Magerbeton“ verwendet (Wärmeleitfähigkeit $\lambda \approx 1,0 \text{ W/(K} \cdot \text{m)}$), welcher aus Kies-Sandgemischen bestimmter Körnung oder aus einem Sand-Zement-Gemisch besteht. In [10] wird durch Beimischung von erhöhten Kiesanteilen in den Magerbeton sogar eine Wärmeleitfähigkeit erreicht, die im trockenen Zustand $1 \text{ W/(K} \cdot \text{m)}$ nicht unterschreitet. Damit sind Übertragungssteigerungen von bis zu 25 % möglich.

Anstelle von Magerbeton kann auch Normalbeton mit einer Trockenrohdichte von über 2000 kg/m^3 bis maximal 2600 kg/m^3 verwendet werden. Die wichtigsten Grundstoffe für Zement, aus dem der Beton besteht, sind Kalkstein und tonhaltiges Gestein. Normalbeton hat eine hohe speicherwirksame Masse sowie einen sehr guten Schallschutzwert, besitzt aber eine vergleichsweise geringe Feuchtepufferfähigkeit. „Normalbeton“ besitzt eine Wärmeleitfähigkeit von ca. $2,0 \text{ W/(K} \cdot \text{m)}$. Nachteil eines solchen Materials ist das Problem, im Fehlerfall die Kabel ohne mechanische Beschädigung freilegen zu müssen. Eine Rohrverlegung der Kabel ist daher zwingend.

Nach Information eines Baumaterial-Herstellers kann heutzutage die Wärmeleitfähigkeit neuartiger Bettungsmaterialien sogar bis zu $\lambda \approx 4,0 \text{ W/(K} \cdot \text{m)}$ erreichen. Allerdings ist diese Sorte Bettungsmaterial wesentlich teurer als normale Bettungsmaterialien. Deshalb wird es vermutlich nur in begrenzten Bereichen und mit geringem Volumen eingesetzt.

In Kabelnähe kann man durch ein thermisch stabilisiertes Bettungsmaterial die Bodenaustrocknung und die damit verbundenen Nachteile vermeiden. Besonders für transiente Überlastungen oder im (n-1)-Fall kann das Bettungsmaterial die kurzzeitigen vergrößerten Verluste abführen, oder, in anderen Worten, die Belastbarkeit der Energiekabel erhöhen. [11]

2.5 Kabelanlagen mit Zwangskühlung

Eine andere Möglichkeit zur Steigerung des Übertragungsvermögens ist die Zwangskühlung mit Hilfe eines flüssigen Kühlmediums. Bekannt sind Öl- und Wassergekühlte Kabel. In den meisten Fällen wird aber aufgrund der Umwelteigenschaften und der großen Wärmekapazität Wasser als Kühlmedium eingesetzt. Dabei werden die folgenden Techniken angewandt:

- Leiterkühlung (innere Kühlung)
- Oberflächenkühlung (direkte Kühlung)
- Bündelkühlung
- Lateralkühlung (indirekte Kühlung)

Die innere Leiterkühlung stellt die aus physikalischer Sicht beste Lösung zur Leistungssteigerung von Kabelsystemen dar, weil sie die Verlustwärme direkt an ihrer wichtigsten Quelle abführt. Innere und äußere Wärmewiderstände des Kabels und des umgebenden Erdreichs spielen daher so gut wie keine Rolle mehr. Aber diese Art der Kühlung erfordert den mit Abstand größten technischen und wirtschaftlichen Aufwand [13].

Bei der Oberflächenkühlung wird die Kabeloberfläche unmittelbar mit dem Kühlmittel in Berührung gebracht. Der bei der indirekten Kühlung entscheidende Wärmewiderstand zwischen Kabeloberfläche und Kühlrohr fällt hier weg. Das Verfahren wirkt damit effektiver als die indirekte Kühlung. Nachteilig gegenüber der indirekten Kühlung ist der größere Aufwand bei der Planung und der Realisierung der Anlage. So lassen sich z.B. die vom Durchmesser her größeren Kühlrohre nur in relativ kurzen Längen zur Baustelle transportieren und müssen anschließend Stück für Stück druckdicht miteinander verbunden werden [13].

Bei der Bündelkühlung wird das Prinzip verfolgt, die Kühlrohre so dicht wie möglich an die Oberfläche der Kabelisolierung heranzubringen, gegebenenfalls in den Kabelmantel-Bereich zu integrieren, und die Kühlrohre mit den Kabeladern zu verseilen, so dass sie ein Bündel bilden. Dabei werden zweckmäßigerweise Edelstahlrohre gewählt, da ihre Trommelbarkeit und Wasserbeständigkeit nachgewiesen ist [68]. Einen großen Nachteil weist die Bündelkühlung darin auf, dass der Kabelaufbau geändert werden muss und daher die Herstellung und Installation mehr Aufwand erfordern.


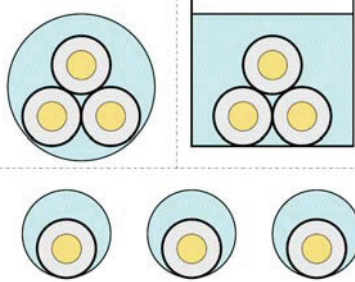
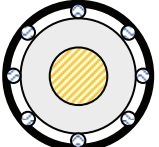

| | |
|--------------------|--|
| Leiterkühlung |  |
| Oberflächenkühlung |  |
| Bündelkühlung |  |
| Lateralkühlung |  |

Tabelle 2.1: Prinzipskizze zur Wasserzwangskühlung von Energiekabeln [13] [68]

Der Vorteil der lateralen Zwangskühlung liegt in ihrer unproblematischen Technik: Kabellegung und Garniturenmontage unterscheiden sich in keiner Weise von den entsprechenden Arbeitsschritten bei natürlich gekühlten Anlagen. Darüber hinaus zeichnet sich die laterale Kühlung durch große Flexibilität im Betrieb aus. Ohne großen Aufwand kann die Kühlleistung dem aktuellen Bedarf angepasst werden.

Mit der Lateralkühlung kann man die Belastbarkeit des Kabelsystems gegenüber den Verhältnissen bei natürlicher Kühlung um 50 % bis 120 % erhöhen [13]. Die Lateralkühlung gewinnt wegen der unproblematischen Technik bei Herstellung, Montage bzw. Verlegung und Wartung größere Bedeutung gegenüber den anderen Methoden zur Zwangskühlung. Weil Kabelsystem und Kühlsystem konstruktiv voneinander entkoppelt sind, zeichnet sich die Lateralkühlung durch Einfachheit und hohe Betriebssicherheit aus [14].

3 Stand der Technik zur Kabelbelastbarkeitsberechnung

In diesem Abschnitt werden unterschiedliche Methoden zur Berechnung der Kabelbelastbarkeiten vorgestellt. Je nach Aufbau des Kabels, der eingesetzten Materialien, dem zeitlichen Verlauf der Belastung und der Verlegeart werden die unterschiedlichsten Anforderungen an eine solche Berechnungsmethode gestellt. So hat der Aufbau des Kabels entscheidenden Einfluss auf die thermischen Eigenschaften und die elektrischen und magnetischen Felder des Kabels, die eine genaue Analyse erforderlich machen. Materialien, deren Eigenschaften sich mit der Temperatur oder der magnetischen Induktion ändern, erfordern meist eine iterative Berechnung. Je nach Verlegeart kommen unterschiedliche Mechanismen für den Wärmeübergang zum Tragen, z.B. Wärmeleitung im Erdreich oder Konvektion und Strahlung bei Verlegung in Luft.

Zwangsgekühlte Kabel, wie sie im Folgenden untersucht werden, erfordern darüber hinaus sogar eine dreidimensionale Berechnung, da sich das Kühlmedium entlang der Trasse erwärmt und sich so eine ortsabhängige Wärmeaufnahme ergibt.

Im Folgenden wird im Detail untersucht, welche Berechnungsmethode welche Anforderung erfüllt und welche Methode sich für eine Belastbarkeitsberechnung einer zwangsgekühlten Kabelanlage erweitern lässt.

3.1 Analytische und empirische Verfahren

Die Belastbarkeitsberechnung von Energiekabeln kann mit Hilfe von in einschlägigen Normen, z.B. IEC 60287 [71] oder VDE 0298 [72], vorgeschriebenen Formeln erfolgen. Auf der Grundlage der IEC-Normen wird die Neher/McGrath-Formel [17] weiter entwickelt, die eine Umrechnung auf kreiszylinderförmige Probleme und isotherme Ersatzbereiche erlaubt, um weiter die Kenelly-Formel (Spiegelungsmethode) zu verwenden. Mit solchen Formeln kann man für einfache Anordnungen sogar anhand von Tabellen und einem Taschenrechner die entsprechenden Berechnungen durchführen. In [3], [16], [17] und [18] werden die Formelwerke ausführlich dargestellt und zahlreiche Berechnungsbeispiele gegeben.

Diese Methode ist aber nur auf bestimmte Kabelaufbauarten und gängige Kabelverlegungsarten begrenzt und außerdem von der Anwendung her eng begrenzt.

Analytische Verfahren beruhen auf starken Vereinfachungen und sind ungeeignet für komplizierte Feldverteilungen [8].

Darüber hinaus sind die analytischen und empirischen Verfahren nicht zur Berücksichtigung von nichtlinearen Materialeigenschaften und meist nur zur Berechnungen zeit-

unabhängiger Belastungen geeignet. Feldabhängige Materialeigenschaften erfordern eine iterative Berechnung, welche die Materialparameter anpasst, was wiederum Einfluss auf das Rechenergebnis hat, weshalb die Feldverteilung erneut berechnet werden muss. Die Iteration muss solange fortgeführt werden, bis die Materialparameter konvergieren. Transiente Berechnungen erfordern entweder einen Übergang in den Frequenzbereich, was nur bei streng zyklischen Belastungen und bei linearen Systemen möglich ist, oder ein aufwendiges Zeitschrittverfahren, welches einen zeitaufgelösten Verlauf der Feldverteilungen durch Linearisierung der Differentialgleichung berechnet. Besonders für komplexe Vorgänge wie die zeitabhängige partielle Bodenaustrocknung sind sowohl analytische Verfahren als auch empirische Verfahren kaum einsetzbar.

3.2 Numerische Methoden zur Berechnung der Belastbarkeit

Beim **Ersatzquellenverfahren** (engl. Charge Simulation Methode) oder **Linienquellenverfahren** wird das Kabel als räumlich ausgedehnte Wärmequellen durch mehrere Ersatzladungen bzw. -quellen in seinem Inneren dargestellt. In [3] und [10] wird das Verfahren ausführlich beschrieben.

Vorteile des Verfahrens liegen in einer relativ hohen Genauigkeit und geringem Rechenaufwand. Dieses Verfahren ist durch Einführen eines Wärmeleitpotentials auch für Berechnungen unter Berücksichtigung der Bodenaustrocknung und thermischer Stabilisierung möglich [53].

Das Verfahren erfordert jedoch einen erfahrenen Anwender, da die Anzahl, Typ und Platzierung der Ersatzladungen entscheidenden Einfluss auf die Fehlergröße der resultierenden Feldverteilung hat [8]. Eine Optimierung der Modellierung mit Hilfe eines genetischen Algorithmus wird in [3] vorgestellt.

Die **Finite-Differenzen-Methode** (Abkürzung: FDM) ist das einfachste und älteste numerische Verfahren zur Lösung gewöhnlicher und partieller Differentialgleichungen.

Zunächst wird der Raum bzw. das Gebiet, für das die Gleichung gelten soll, in eine endliche (finite) Zahl von Gitterpunkten zerlegt. Dies geschieht meist durch ein gleichmäßiges Gitter von senkrecht aufeinander stehenden Linien, den Gitterpunkten entsprechen dann die Kreuzungspunkte. Das ist die so genannte „Diskretisierung“. Die Ableitungen der Feldgrößen an den Gitterpunkten werden dann durch Differenzen approximiert. Die partiellen Differentialgleichungen werden so in ein System von Differenzengleichungen umformuliert und mittels verschiedener Algorithmen entweder implizit oder explizit gelöst. Das meist angewandte Gitter hat äquidistante Gitterlinien und deshalb gleich große, quadratische Maschen. Bei komplizierteren Anordnungen, beispielsweise bei der kreisförmigen Struktur von Kabeln, führt die FDM zu großen numerischen Fehlern, da

das Rechteckgitter schlecht mit Aufpunkten auf den runden Kabelkonturen zu korrelieren ist.

Die **Finite-Elemente-Methode** (abgekürzt: FEM) arbeitet wie die Finite-Differenzen-Methode (FDM) mit einer Diskretisierung des Feldraums. FEM ist eine effektive numerische Berechnungsmethode, die zunächst in Bereichen des Maschinenbaus eingesetzt und danach auch in den 60er Jahren in der Elektrotechnik benutzt wurde. Gegenüber FDM weist FEM Vorteile bei der Darstellung komplizierter Anordnungen auf, da FEM das Gebiet mit Dreiecken statt Vierecken nachbildet. Damit ist es flexibel, leicht anpassbar, und zuverlässig. Die FEM ist besonders geeignet für die Analyse transienter Vorgänge, Nichtlinearitäten und für gekoppelte thermisch-magnetische Berechnungen. Die Nachteile des Verfahrens, hoher Rechenaufwand und große Komplexität, können durch neue Entwicklungen von Computerhardware, besonders Multiprozessoren, und von Software, welche die Funktionalität des Multiprocessings (z.B. Open MP bei Intel-Compiler) und der Parallelisierung besitzt, teilweise kompensiert werden.

Weitere Erläuterungen über FEM werden in einem Beispiel mit dem Programm „Sta-FEM“ im folgenden Abschnitt 3.3 ausgeführt.

3.3 Ein zweidimensionales Berechnungsverfahren auf Basis der Finite-Elemente-Methode

Sta-FEM ist ein Programm zur Berechnung thermischer und elektromagnetischer Felder mit Hilfe der Finite-Elemente-Methode, das im Fachgebiet Elektrische Energietransport und -speicherung an der Universität Duisburg-Essen entwickelt wurde. Sta-FEM wurde durch zahlreiche praktische Anwendungen als effektives und verlässliches FEM-Programm für *zweidimensionale* thermische und elektromagnetische Probleme verifiziert [8]. Im Vergleich mit dem traditionellen Ersatzquellenverfahren ist Sta-FEM für komplizierte Probleme besser geeignet, z. B. beim Einsatz nichtlinearer Materialien, bei Multi-Feldgebieten und nicht isothermen Randbedingungen.

Sta-FEM wird mit seinen Rechenfunktionalitäten grundsätzlich aus drei Teilen zusammengesetzt, nämlich den Bereichen „Decoder“, „Prozessor“ und „Postprozessor“ [21]. Im „Decoder“ werden die zu berechnenden Feldgebiete in kleine Dreiecke zerlegt. Im „Prozessor“ werden die Berechnungen in elektromagnetische, thermische oder gekoppelte Simulationen unterschieden. Je nach Problemstellung werden unterschiedliche Unterroutrinen aufgerufen und abgearbeitet. Dazu gehören z.B. der Aufbau der Matrixgleichungen und deren Lösung. Die Berechnungsergebnisse werden im „Postprozessor“ grafisch und numerisch dargestellt.

In [8] wird ausführlich über transiente und stationäre Berechnungsgrundlagen der elektromagnetischen und thermischen Felder diskutiert. Hier wird nur eine kurze Zusammenfassung

menfassung zur transienten thermischen Berechnung in Sta-FEM dargestellt, um die Berechnungsverfahren kurz und kompakt zu veranschaulichen.

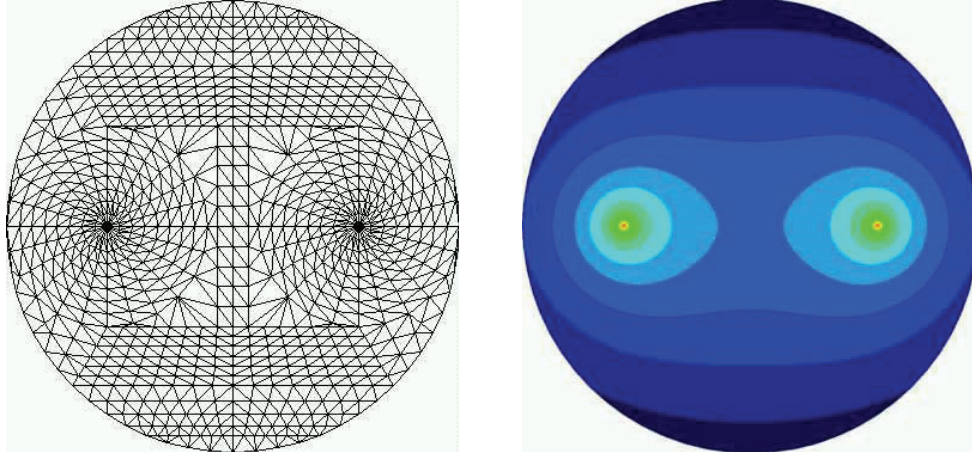


Abbildung 3.1: Beispiel der Diskretisierung einer Anordnung zweier elektrischer Leiter mit Sta-FEM und die grafische Darstellung des Berechnungsergebnisses

Zur Berechnung transienter thermischer Felder müssen die Wärmeleitungs-Differentialgleichung und auch die entsprechenden Matrixkoeffizienten zugrunde gelegt werden. Das sich hieraus ergebende Minimierungsproblem

$$\begin{aligned} \frac{\partial W'_{th}}{\partial \mathcal{G}_i} &= \lambda \sum_{j=1}^n \mathcal{G}_j \cdot \iint_{A_\Delta} (\alpha_{ix} \cdot \alpha_{jx} + \alpha_{iy} \cdot \alpha_{jy}) dA_\Delta + \\ \sum_{j=1}^n \frac{\partial \mathcal{G}_j}{\partial t} \cdot \rho \cdot c \cdot \iint_{A_\Delta} (\alpha_i \cdot \alpha_j) dA_\Delta - \sum_{j=1}^n \dot{W}_j \cdot \iint_{A_\Delta} (\alpha_i \cdot \alpha_j) dA_\Delta &= 0 \end{aligned} \quad (3.1)$$

kann durch eine Ableitung der Temperatur nach der Zeit dargestellt werden. Dieses Differential muss durch einen geeigneten numerischen Ausdruck ersetzt werden. Seine Matrixschreibweise lautet wie folgt:

$$\vec{L} \cdot \vec{\mathcal{G}} + \vec{C} \cdot \frac{\partial \vec{\mathcal{G}}}{\partial t} = \vec{\dot{W}} \quad (3.2)$$

$$\begin{aligned} \text{mit} \quad L_{ij} &= \lambda \cdot \iint_{A_\Delta} (\alpha_{ix} \cdot \alpha_{jx} + \alpha_{iy} \cdot \alpha_{jy}) dA_\Delta & L_{ij} &\in \vec{L} \\ C_{ij} &= \rho \cdot c \cdot \iint_{A_\Delta} (\alpha_i \cdot \alpha_j) dA_\Delta & C_{ij} &\in \vec{C} \\ \dot{W}_i &= \sum_{j=1}^n \dot{W}_j \cdot \iint_{A_\Delta} (\alpha_i \cdot \alpha_j) dA_\Delta & \dot{W}_i &\in \vec{\dot{W}}. \end{aligned}$$

Soll die Temperaturverteilung transienter thermischer Felder zu diskreten Zeitpunkten berechnet werden, kann die Zeitabhängigkeit des Knotentemperaturvektors $\vec{\vartheta}$, der in Form eines Differentials vorliegt, in eine Differenzenquotientenfunktion umgeformt werden. Nach der Methode von Crank-Nicolson ist:

$$\vec{\vartheta}^{(n+1)} = \vec{\vartheta}^{(n)} + \frac{\Delta t}{2} \cdot \left(\frac{\partial \vec{\vartheta}^{(n+1)}}{\partial t} + \frac{\partial \vec{\vartheta}^{(n)}}{\partial t} \right) \quad (3.3)$$

Das Crank-Nicolson-Verfahren wird in der Mathematik auch als Trapezregel bezeichnet. Mit Hilfe dieser Rekursivformel kann man aus dem Knotentemperaturvektor $\vec{\vartheta}^{(n)}$ zum Rechenschritt (n) den neuen Knotentemperaturvektor $\vec{\vartheta}^{(n+1)}$ zum Rechenschritt (n+1) berechnen. Die Schrittweite zwischen zwei Berechnungen entspricht der Zeitspanne Δt , so dass der Knotentemperaturvektor $\vec{\vartheta}^{(n)}$ die Temperaturverteilung auf den Knoten zum Zeitpunkt $t = n \cdot \Delta t$ darstellt. Um aus der Temperatur des letzten Rechenschritts auf die aktuelle Temperatur schließen zu können, werden in dem oben dargestellten Verfahren die zeitlichen Ableitungen der Knotentemperaturen berücksichtigt.

Zur numerischen Näherung des Differentials wurde in Sta-FEM das Crank-Nicolson-Verfahren bzw. die Trapezregel ausgewählt, da es im Gegensatz zu expliziten Verfahren wie das Euler-Verfahren ein bedingungslos stabiles Verfahren ist und mit größerer Genauigkeit als das implizite Euler-Verfahren rechnet. [8]

Die Gl. (3.2) wird nach dem Temperatur-Differential umgestellt:

$$\vec{C} \cdot \frac{\partial \vec{\vartheta}}{\partial t} = \vec{W} - \vec{L} \cdot \vec{\vartheta} \quad (3.4)$$

Nach der Multiplikation der Crank-Nicolson-Gleichung mit der Wärmekapazitätsmatrix \vec{C}

$$\vec{C} \cdot \vec{\vartheta}^{(n+1)} = \vec{C} \cdot \vec{\vartheta}^{(n)} + \frac{\Delta t}{2} \cdot \left(\vec{C} \cdot \frac{\partial \vec{\vartheta}^{(n+1)}}{\partial t} + \vec{C} \cdot \frac{\partial \vec{\vartheta}^{(n)}}{\partial t} \right) \quad (3.5)$$

wird die Gl. (3.4) in Gl. (3.5) eingesetzt:

$$\vec{C} \cdot \vec{\vartheta}^{(n+1)} = \vec{C} \cdot \vec{\vartheta}^{(n)} + \frac{\Delta t}{2} \cdot (\vec{W}^{(n+1)} - \vec{L} \cdot \vec{\vartheta}^{(n+1)} + \vec{W}^{(n)} - \vec{L} \cdot \vec{\vartheta}^{(n)}) \quad (3.6)$$

Wird abschließend der unbekannte Knotentemperaturvektor $\vec{\vartheta}^{(n+1)}$ auf die linke Seite gebracht:

$$(\vec{C} + \frac{\Delta t}{2} \cdot \vec{L}) \cdot \vec{g}^{(n+1)} = (\vec{C} - \frac{\Delta t}{2} \cdot \vec{L}) \cdot \vec{g}^{(n)} + \frac{\Delta t}{2} \cdot (\vec{W}^{(n+1)} + \vec{W}^{(n)}) \quad (3.7)$$

ergibt sich ein Gleichungssystem zur rekursiven Berechnung des Knotentemperaturvektors \vec{g} .

Die stromabhängige Wärmequelle für die thermische transiente Berechnung lässt sich wie folgt berechnen:

Die Gleichstromverluste entstehen durch die elektrische Leitfähigkeit des Leiters bei Belastung mit elektrischem Gleichstrom und berechnen sich zu:

$$P'_- = R'_- \cdot I^2 \quad (3.8)$$

Die Wechselstromverluste des Kabels bestehen aus Gleich- und zusätzlichen Wirbelstromverlustanteilen. Unter Berücksichtigung des zweidimensionalen Ansatzes in der Finite-Elemente-Methode und mit der Materialgleichung ergibt sich der Verlustleistungsbelag zu

$$P'_\approx = \frac{1}{2} \cdot \iint_{A_L} \frac{1}{\kappa} \cdot \vec{S} \cdot \vec{S}^* dA_L \quad (3.9)$$

mit der aus dem Strom resultierenden inhomogenen Stromdichte \vec{S} , in der die Skin- und Proximityeffekten berücksichtigt werden.

Eine stromabhängige Wärmequelle für thermische Feldberechnung kann auch mit Hilfe eines fiktiven Wechselstromwiderstandes R'_\approx , der Skin- und Proximityfaktor enthält, berechnet werden:

$$P'_\approx = \underbrace{R'_- \cdot (1 + y_P + y_S)}_{R'_\approx} \cdot I^2 \quad (3.10)$$

Für die stationäre Bodenaustrocknung, die im Abschnitt 2.1 angegeben wurde, wird das Zwei-Schichten-Modell verwendet. Für transiente Bodenaustrocknung wird in Sta-FEM das Feuchtigkeitstransport-Modell benutzt [8]:

Sind die Dichte des feuchten Bodens ρ_F und des trocknen Bodens ρ_T bekannt, wird der Wasseranteil x_{w0} berechnet:

$$x_{w0} = \frac{\rho_F - \rho_T}{\rho_w} \quad (3.11)$$

mit der Dichte des Wassers ρ_w . Während der Bodenaustrocknung werden die vorher von Wasser gefüllten Hohlräume durch Luft ersetzt. Wird die Wärmekapazität von Luft c_L berücksichtigen, lässt sich die spezifische Wärmekapazität des feuchten Bodens c_F mit folgender Formel ausdrücken:

$$c_F = c_T + x_{w0} \cdot (c_w - c_L) \quad (3.12)$$

Der Feuchtigkeitsverlustsanteil x_D beträgt mit den entsprechenden Wärmeleitfähigkeiten:

$$x_D = \frac{\lambda_D}{\lambda_G} = \frac{\lambda_G - \lambda_T - x_w \cdot \lambda_w}{\lambda_G} \quad (3.13)$$

mit λ_G augenblickliche Gesamt-Wärmeleitfähigkeit,
 λ_D reduzierte Wärmeleitfähigkeit durch Feuchtigkeit- und Dampftransport,
 λ_T Wärmeleitfähigkeit des trocknenden Bodens,
 λ_w Wärmeleitfähigkeit des Wassers und
 x_w augenblicklicher Wasseranteil, zum Zeitpunkt des Bodenaustrocknungsanfangs $x_w = x_{w0}$.

Der Dichteverlust $\Delta\rho$ des Bodens ergibt sich mit Hilfe von x_D zu

$$\Delta\rho = \frac{x_D \cdot |\vec{Q}| \cdot \Delta t}{r_w \cdot A_\Delta} \quad (3.14)$$

mit \vec{Q} Wärmestrom,
 r_w Verdampfungsenthalpie und
 A_Δ Elementfläche.

Nach der Verdampfungsenthalpie-Tabelle ist:

$$r_w = 2,503 \cdot 10^6 \frac{\text{J}}{\text{kg}} - 2,437 \cdot 10^3 \frac{\text{J}}{\text{kg} \cdot ^\circ\text{C}} \cdot \vartheta \quad (3.15)$$

Darin ist ϑ die augenblickliche Bodentemperatur. Aus dem Dichteverlust wird der verbleibende Wasseranteil

$$x_w = \frac{\rho - \Delta\rho - \rho_T}{\rho_w} \quad (3.16)$$

im Boden berechnet.

Weiterhin werden die neue Wärmekapazität in Analogie zu Gl. (3.11) und die neue Gesamt-Wärmeleitfähigkeit des austrocknenden Bodens zusammenfasst:

$$c = c_T + x_W (c_W - c_L) \quad (3.17)$$

$$\lambda_A = \lambda_F - \frac{\lambda_F - \lambda_T}{x_{W0}} (x_{W0} - x_W) \quad (3.18)$$

Überschreitet die Bodentemperatur die Grenztemperatur für Bodenaustrocknung, dann lassen sich die aktuelle spezifische Wärmekapazität und Wärmeleitfähigkeit mit Hilfe der Gln. (3.12) bis (3.18) berechnen. Wenn die Temperatur des jeweils betrachteten Finiten-Elements im nächsten Zeitschritt wieder über die Grenztemperatur steigt, wird die Berechnung wiederholt, bis sich der Wasseranteil zu Null ergibt oder die Bodentemperatur unter die Grenztemperatur fällt.

Die Rückfeuchtung und die Berechnung der gesamten Wärmestromdichte, welche zur Vervollständigung des Modells dienen, sind in [8] ausführlich vorgestellt. Sie werden hier nicht weiter erläutert.

Es wurde gezeigt, dass die Finite-Elemente-Methode eine geeignete zweidimensionale Berechnungsmethode für thermische transiente Probleme unter Berücksichtigung der eventuellen Bodenaustrocknung und der thermischen Stabilisierung ist (vgl. [8], [22] und [23]).

Bisher ist dieses Verfahren auf Grundlage Sta-FEM nur zur Analyse zweidimensionaler Anordnungen geeignet. Es ist eine Zielsetzung dieser Arbeit, dass Verfahren auf die vorliegenden dreidimensionalen Fragestellungen zwangsgekühlter Kabelanlagen zu erweitern

4 Erweiterung eines zweidimensionalen numerischen Verfahrens zur dreidimensionalen Belastbarkeitsberechnung

4.1 Dreidimensionale Problemstellungen

4.1.1 Änderungen entlang der Kabeltrasse

Wie im Abschnitt 3 erwähnt, sind die zur Verfügung stehenden Berechnungsmethoden meistens entweder nur für zweidimensionale Probleme einzusetzen, oder durch starke Vereinfachung dreidimensionale Probleme mit zwei oder sogar eindimensionalen Berechnungen zu lösen. Dadurch kann die Festlegung der Belastbarkeit eines Energiekabels in komplizierten Trassen zu Problemen der Modellierung führen.

Normalerweise beträgt die Länge einer Kabeltrasse zur Energieübertragung einige hundert Meter bis einige Kilometer. Die Kabel sind zunächst entlang dieser Trasse ortsabhängig, z.B. im Bereich der Muffen, und bei Kreuzungen mit anderen Leitungen, ungleichmäßig thermisch belastet. Kreuzung von Kabeltrassen z.B. durch Fernwärmerohre oder andere Kabeltrassen in städtischen und industriellen Gebieten können zu so genannten „hot spots“ in Kabelanlagen führen. Weiterhin weist der umgebende Erdboden entlang der Kabeltrasse auch nicht überall identische Bodeneigenschaften auf, z.B. mit verschiedenen Wärmeleitfähigkeiten/Wärmewiderständen. Durch thermisch ungünstige Grabenfüllungen oder Durchquerung eines thermisch ungünstigen Bodenbereichs kann die Belastbarkeit einer erdverlegten Kabelanlage negativ beeinflusst werden.

In [3] und [24] werden die Möglichkeiten der Berechnung von Reduktionsfaktoren der Belastbarkeit für oben genannte ungünstige Situationen unter Verwendung eines wärmetechnischen Ersatznetzwerks gezeigt. In [25] werden solche Reduktionsfaktoren weiterhin mit Hilfe einer FEM-Software für Wärmeübertragung für ein kurzes Kabel im Schutzrohr abgeleitet. Solche Berechnungsverfahren werden alle auf der Basis starker Vereinfachungen entwickelt. Zudem sind die vorgeschlagenen Faktoren auf stationäre Berechnungen begrenzt. Werden partielle Bodenaustrocknung und thermische Stabilisierung berücksichtigt, so können dann mit den oben erwähnten Berechnungsverfahren temporäre Überlastbarkeit einer Kabelanlage nicht berechnet werden. .

Deswegen besteht für die dreidimensionalen Anordnungen zwangsgekühlter Kabelanlagen Bedarf an einer geeigneten Berechnungsmethode, mit der transiente thermische Felder unter Berücksichtigung der Änderungen entlang der Kabeltrasse berechnet werden können.

4.1.2 Transientes Verhalten von lateral zwangsgekühlten Kabelanlagen

In [14] wird dargestellt, dass die Kabelbelastbarkeit für Kabelanlagen mit Zwangskühlung entscheidend von der Wärmeströmung des Kühlmediums abhängig ist. Trotz des einfachen Prinzips ist die Projektierung und Simulation solcher Kabelanlagen aufgrund der erforderlichen thermischen Feldberechnungen zur Erfassung der sich längs der Trasse ändernden thermischen Verhältnisse schwierig. Besonders wird sie dadurch erschwert, dass thermische Eigenschaften des Erdbodens durch die vorhandenen Temperaturfelder beeinflusst werden.

Gleichzeitig wird in [14] und [53] auch eine Berechnungsmethode für Kabel mit lateraler Zwangskühlung dargestellt. Sie basiert auf dem Ersatzquellenverfahren und verwendet zahlreiche Näherungen, z.B. werden die Kabeloberfläche und das Kühlwassers als Isotherme angenommen (vgl. mit Abb. 4.1). Es ist insbesondere nur für die stationäre Belastbarkeit der Energiekabelanlage begrenzt.

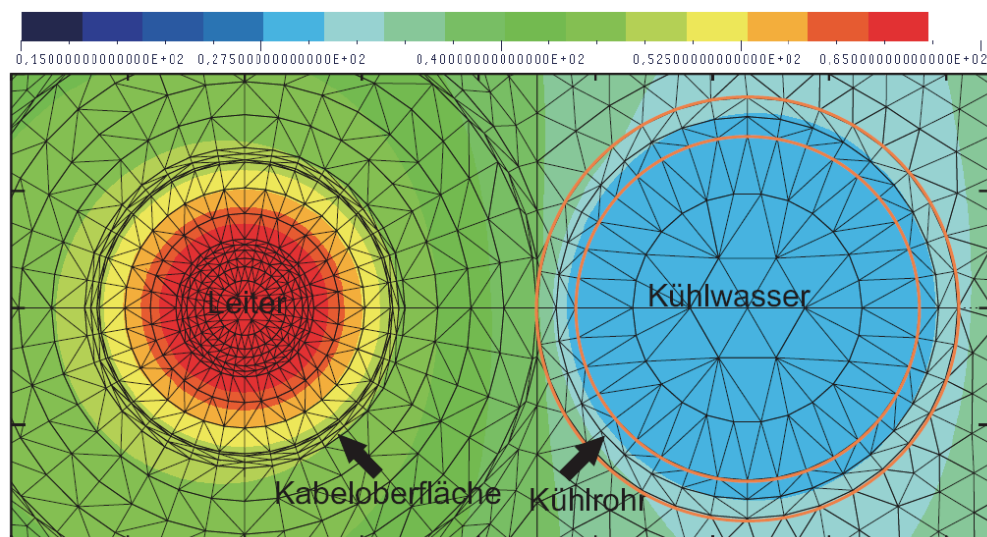


Abbildung 4.1: Temperaturverteilung des Kabels und des Kühlrohrs, Berechnungsergebnis mittels eines FEM-Programms

Damit können viele Fragen mit den Berechnungsverfahren nach [14] und [53] nicht beantwortet werden, z.B. ob die Leitertemperatur während des Kühlvorgangs irgendwo entlang der Kabeltrasse zeitweise die höchstzulässige Leitertemperatur überschreitet, oder z.B. ob abschnittsweise eine partielle Bodenaustrocknung kurzzeitig auftreten kann. Solche Fragen könnten nur mit Hilfe von transienten dreidimensionalen Berechnungen eines FEM-Programms beantwortet werden.

4.1.3 Aufwand echter dreidimensionaler FEM-Berechnungen

Schätzungsweise gibt es weltweit mehr als tausend FEM-Programme. Darin haben in der Praxis nur ein Dutzend Programme eine größere Bedeutung [26]. Bezogen auf die

vorliegende Aufgabenstellung: Analyse von zwangsgekühlten Kabelanlagen, ist die Anzahl nützlicher Werkzeuge weiter begrenzt. In [26], [27] und [28] werden FEM-Systeme für Strömungsmechanik bzw. Fluidodynamik mit echter dreidimensionaler Berechnung vorgestellt. Ein merklicher Nachteil solcher Programme ist ihre Komplexität.

Zuerst sind die Elementformulierungen in echter dreidimensionaler Darstellung äußerst aufwendig. Die Berechnung der Strömungsmechanik bzw. Fluidodynamik basiert auf den Gleichungen von Navier-Stokes. Bis zu sieben Variablen pro Knoten müssen berücksichtigt werden, z.B. drei Geschwindigkeitskomponenten, Druck, Temperatur und zwei weitere Größen (κ , ε). In machen Fällen werden auch Methoden mit Finiten-Volumen oder Finiten-Differenzen vorgeschlagen [15] [26]. Dabei muss man jedoch wieder Nachteile in Kauf nehmen, wie z.B. die Voraussetzung, dass das Berechnungsmodell in nur völlig gleichmäßige Einheiten (z.B. Gitter) aufgeteilt werden darf.

Bei dreidimensionaler Berechnung mit FEM liegt der erhöhte Aufwand des Weiteren in der Diskretisierung. Der Feldbereich muss zuerst in kleine Volumeneinheiten, Tetraeder oder Quader, unterteilt werden. Innerhalb jeder Einheit wird die Potentialverteilung durch ein Polynom approximiert. Bei einer echten dreidimensionalen Berechnung für eine zwangsgekühlte Kabelanlage beträgt die Trassenlänge in Längsrichtung oft viele Kilometer, in Breiterichtung dagegen nur einige Millimeter, z. B. die Schirmdicke. Um numerische Fehler zu vermeiden, müssen bei der Diskretisierung entsprechend feine Volumeneinheiten verwendet werden, wodurch sich die Rechenzeit wesentlich verlängert.

Darüber hinaus erfordert die Handhabung mit solchen echten dreidimensionalen Programmen viel Erfahrung, die in der Regel nur bei eingearbeiteten Fachleuten vorhanden ist.

In [26] wird vorgeschlagen, Näherungen für bestimmte Aufgaben einzuführen, so dass der Nachteil des großen Aufwandes echter dreidimensionaler FEM-Berechnungen vermieden wird. Diesem Vorschlag folgend, wird die Erweiterung auf Basis des vorhandenen zweidimensionalen FEM-Programms, Sta-FEM, in ein dreidimensionales FEM-Programm, das insbesondere für die zwangsgekühlten Kabelanlagen geeignet ist, wie folgt durchgeführt.

4.2 Erweiterung der zweidimensionalen FEM zur Berechnung dreidimensionaler Probleme

Wie vorher erwähnt, kann das Programmsystem Sta-FEM grundsätzlich nur zweidimensionale Probleme lösen. Um das umlaufende Kühlmedium dreidimensional und die Erwärmungsvorgänge transient zu simulieren, werden die entsprechenden Programmantei-

le, im zweidimensionalen Sta-FEM so geändert und erweitert, dass eine quasi-dreidimensionale Analyse möglich wird.

Die besondere Anforderung liegt darin, dass die Zustände des Kühlmediumumlaufs, des Kabelsystems und des umgebenden Erdbodens in den relevanten Trassenquerschnitten (Schichten) zeitabhängig und orts aufgelöst betrachtet werden müssen.

4.2.1 Konzept des erweiterten Berechnungsverfahrens

Das im Folgenden entwickelte Berechnungsverfahren wird hier beispielhaft anhand einer Schichtenaufteilung in einer Trasse erklärt. In Abb. 4.2 a) wird ein Kabelsystem mit zwei Kühlrohren mit einer Gesamtlänge l_0 , die etwa zweifach lang von der Kühlabschnittlänge l_k beträgt, in vertikaler Sicht dargestellt. Die gesamte Trasse wird in (n) Schichten oder Trassenquerschnitte aufgeteilt.

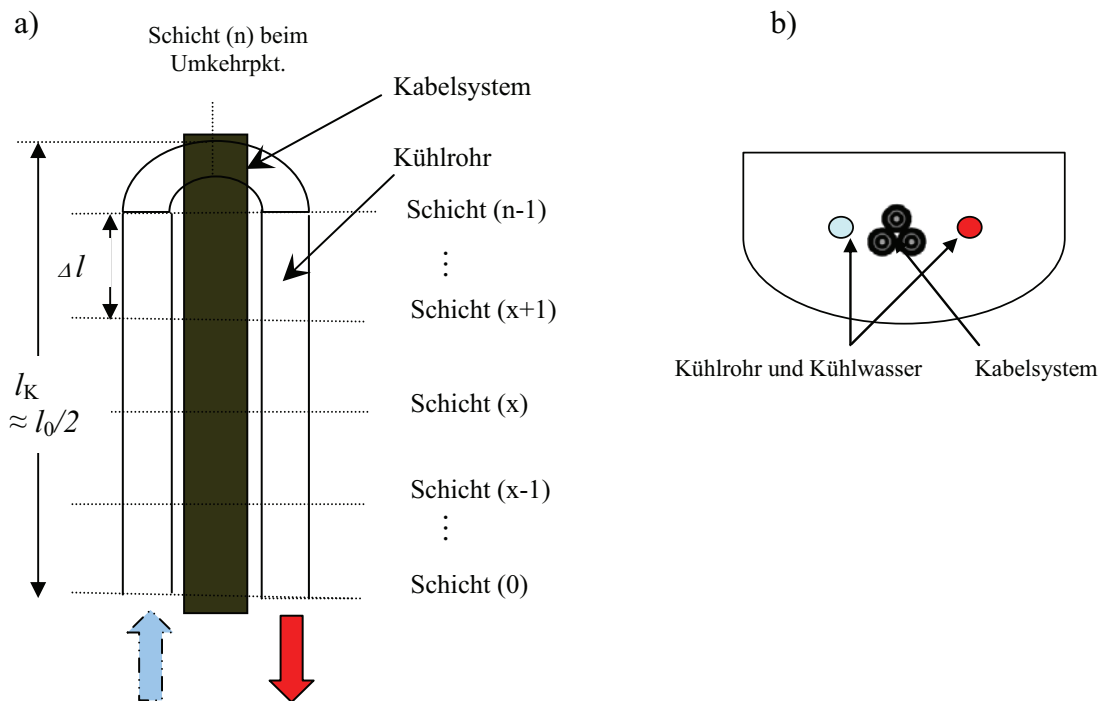


Abbildung 4.2: Prinzipielle Darstellung der Schichtenaufteilung in einer Kabeltrasse

- a) gesamte Zerlegung der Kabeltrasse
- b) Querschnittsbild einer beliebigen Schicht aus einem Kabelsystem und zwei Kühlrohren

Abb. 4.2 b) zeigt das Querschnittsbild einer Schicht mit einem Kabelsystem und zwei Kühlrohren sowie dem sich darin befindende Kühlwasser. Somit gibt es entlang des Kühlwasserrohrs eine Anzahl von $2 \cdot (n)$ Wasserpakete.

Die einzelnen Schichten oder Trassenquerschnitte sind in Längsrichtung miteinander thermisch gekoppelt durch Kühlwasserpakete, deren Geometrie durch die Kühlrohre und die Wasserpaketlänge (= Schichtenabstand) Δl gegeben ist. Die Wasserpakete bewegen sich mit einer Strömungsgeschwindigkeit w in Längsrichtung. Sind die Wasser-

strömungsgeschwindigkeit w und Kühlrohrinnendurchmesser d_h bekannt, können die Wasserpaketlänge Δl bzw. das Wasserpaketvolumen V sowie die Laufzeit Δt eines Wasserpakets zwischen zwei Schichten entsprechend Abb. 4.3 berechnet werden. Daraus resultiert die Zeitspanne $\Delta t = \frac{\Delta l}{w}$, die weiter als Zeitschrittweite in der transienten Berechnung des erweiterten dreidimensionalen FEM-Programms verwendet wird (vgl. Abschnitt 3.3).

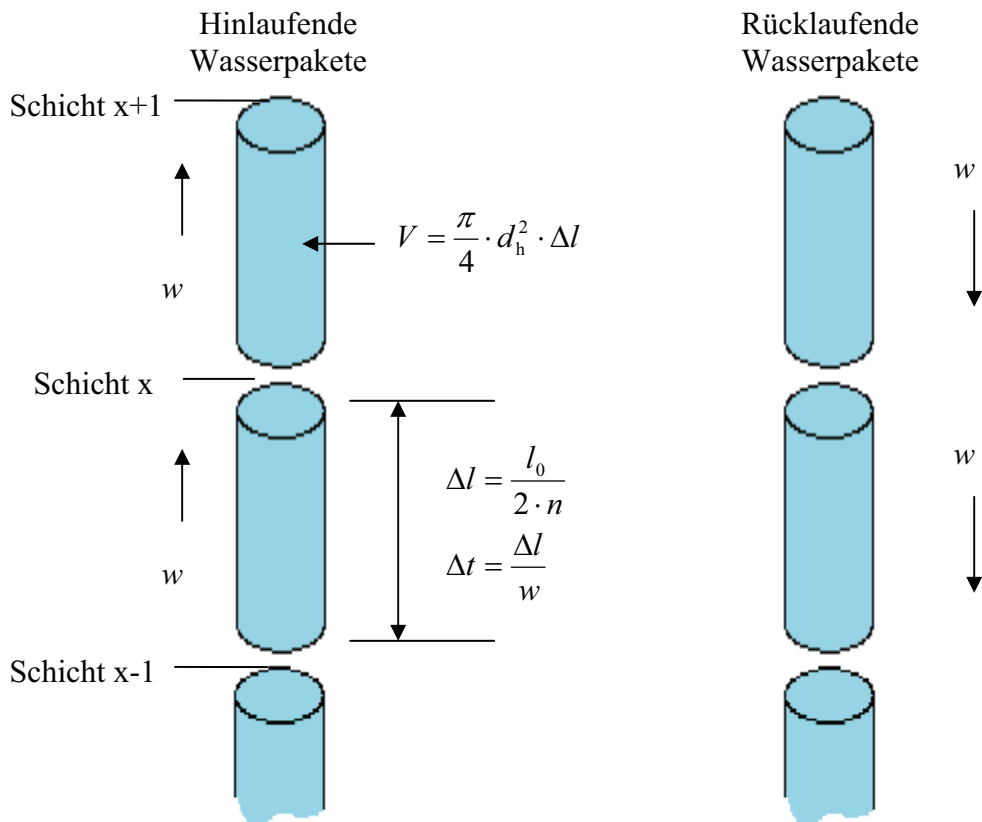


Abbildung 4.3: Schichtenaufteilung und Umlauf der Wasserpakete bei zwei Kühlrohren

Wegen der größten Wärmekapazität des Wassers und des kleinen Wärmeübergangswiderstandes des strömenden Wassers [3], besonders wenn das Kühlwasser vollständig turbulent² ist, können die Wasserpakete große Wärmemengen aufnehmen und in Längsrichtung transportieren. Zum Vergleich ist der Wärmefluss durch die Kabel und durch den Erdboden nach dem Modell in Abb. 4.4 so gering, dass er gegenüber Kühlwasser praktisch nicht berücksichtigt werden kann.

² Das Kriterium, ob eine Strömung vollständig turbulent ist, wird im Abschnitt 5.2.2 weiter erläutert.

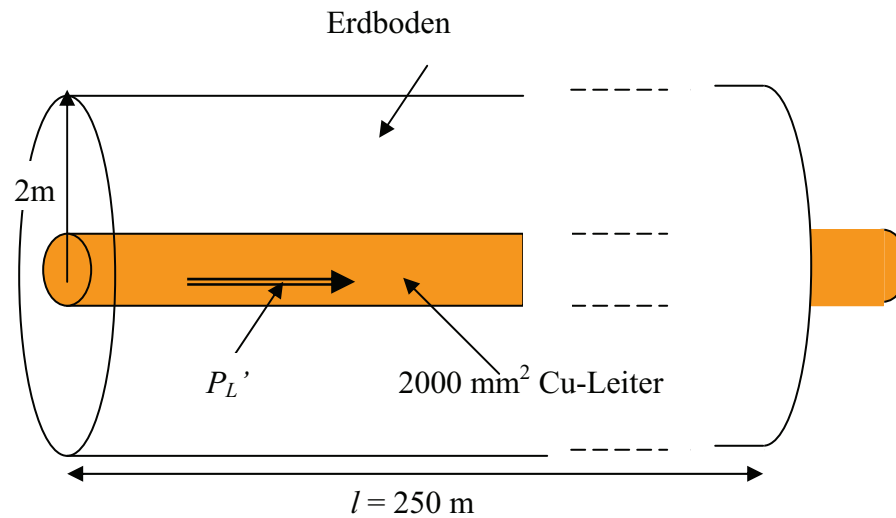


Abbildung 4.4: Modell zur Untersuchung der Erwärmung des Kabels und des Erdbodens in Längsrichtung

Das entwickelte Berechnungsverfahren vernachlässigt deswegen longitudinale Wärmeflüsse in den Kabeln und im Erdboden und berücksichtigt nur den Wärmetransport über das Kühlwasser.

Im Folgenden wird der Wasserpakt-Umlauf zusammen mit den entsprechenden Schichten und Zeitschritten mit Hilfe der Abb. 4.5 erläutert:

Um das Kühlsystem schnell zum Einsatz bringen zu können, muss man vorher die Luft aus dem Kühlrohr verdrängen und mit Wasser füllen, d.h., vor dem Einschalten des Kühlsystems befindet sich Wasser schon im Kühlrohr. Nach dem Einschalten des Kühlsystems tritt das auf Eintrittstemperatur gekühlte Wasser vom linken Rohr in die Schicht (0) ein und das erwärmte Wasser, wenn die Kabelanlage vorher schon im Betrieb war, vom rechten Rohr aus der Schicht (0) aus. Die Wasserpakete werden nun mit einer Zeitschrittweite Δt , die Laufzeit zwischen zwei Schichten, nacheinander bis zum Ende des Kühlrohrs (Austritt) verschoben. Wird dieser Verschiebungsvorgang vereinfacht nur in den drei Zeitpunkten $t - \Delta t$, t und $t + \Delta t$ betrachtet, ergibt sich der Ablauf in Abb. 5.4.

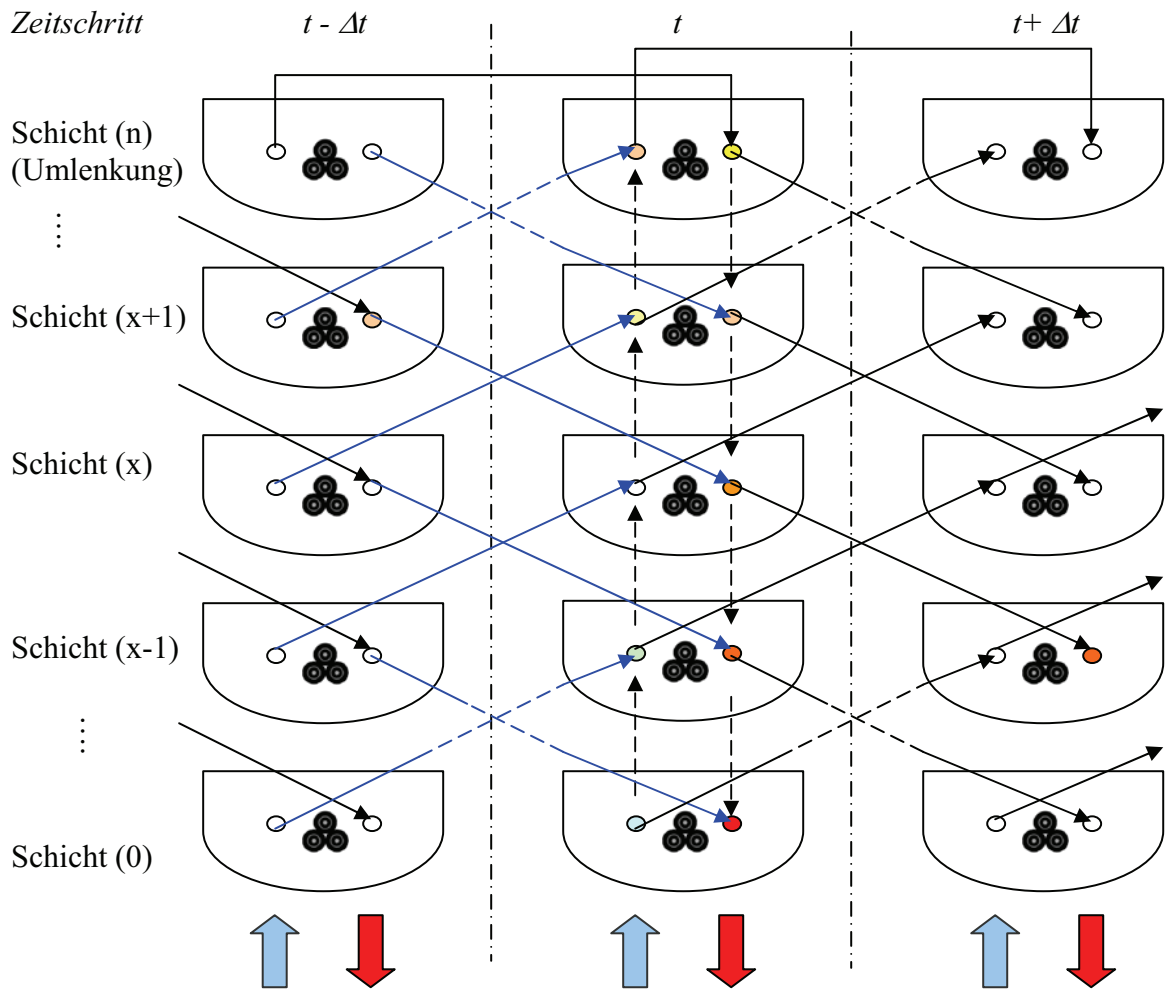


Abbildung 4.5: Prinzipielle Darstellung des Wasserpaketverschiebens zwischen unterschiedlichen Schichten zum entsprechenden Zeitpunkt

Das Wasserpaket des linken Rohrs (mit hinfließenden Kühlwasserpaketen) im aktuellen Zeitpunkt t und in der Schicht (x) wird zunächst durch das Wasserpaket vom vorherigen Zeitpunkt $t - \Delta t$ und in der Schicht (x-1) ersetzt. Gleichzeitig wird das Wasserpaket des rechten Rohrs (mit zurückfließenden Kühlwasserpaketen) im aktuellen Zeitpunkt t und in der Schicht x durch das Wasserpaket vom vorherigen Zeitpunkt $t - \Delta t$ und aber in der Schicht (x+1) ersetzt.

Anschließend wird dann mit den aktuellen Parametern der Schicht (x) im Zeitpunkt t , z.B. Wärmequellen der Kabelleiter, örtlich zusätzliche Wärmequellen, z.B. die vorher-erwähnten Kreuzungen durch andere Leitungen oder Kabeltrassen, Wärmeleitfähigkeit des umgebenden Bodens, besonders unter Berücksichtigung partieller Bodenaustrocknung oder eines thermisch ungünstigen Bodenbereichs, eine erneute thermische Feldberechnung vorgenommen. Als Resultat dieser Feldberechnung erhält man die Kabeltemperaturen, aber auch die von dem Wasserpaket aufgenommen Wärmemenge und, daraus folgend, die Erwärmung des Kühlwassers längs der Trasse.

Im gleichen Zeitschritt t werden dieselben Vorgänge des Wasserpaketverschiebens und die Feldberechnungen auch in allen anderen Schichten mit den örtlichen Parametern vorgenommen. Bei dem Umkehrpunkt der Schicht (n) wird das Wasserpaket des rechten Rohrs als Sonderfall vom vorherigen Zeitpunkt $t - \Delta t$, aber der derselben Schicht (n) genommen.

Als Ergebnis der oben genannten Feldberechnungen erhält man die von den Wasserpaketen aufgenommenen Wärmemengen und daraus folgend die Temperaturen des Kühlwassers, die für den nächsten Zeitpunkt $t + \Delta t$ in allen Schichten bereitgestellt werden. Damit ist eine quasi-dreidimensionale Analyse für die thermischen Probleme zwangsgekühlter Energiekabelanlage zeitabhängig und orts aufgelöst zu realisieren.

4.2.2 Technische Grundlagen der Wärmeübertragung bei Strömung

Wasser wird wegen seiner großen spezifischen Wärmekapazität weit verbreitet als Kühlmedium zur Kabelkühlung eingesetzt. In diesem Abschnitt werden die grundsätzlichen mathematischen Gleichungen der Wärmeübertragung bei Strömung dargestellt, die als Grundlage des FEM-Programms bzw. der Simulationen verwendet werden.

Mit vorgegebener Druckdifferenz kann man die Strömungsgeschwindigkeit w des Kühlwassers anhand der Geometrie des Kühlrohrs und der Druckdifferenz mit Gl. (4.1) berechnen [3], wenn sich keine Höhendifferenz beim Verlegen der Kühlrohre bzw. keine statische Druckdifferenz entlang der Trasse ergibt.

$$w = \sqrt{\frac{2 \cdot d_h \cdot \Delta p}{\delta \cdot l_0 \cdot \lambda_{RB}}} \quad (4.1)$$

| | | |
|-----|----------------|--|
| mit | d_h | Kühlrohrsinnendurchmesser, |
| | Δp | Druckdifferenz, |
| | δ | Dichte des Kühlmittels (für Wasser $\approx 10^3 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$), |
| | l_0 | Rohrlänge und |
| | λ_{RB} | Reibungsbeiwert. |

Ansonst muss die maximale Rohrlänge bzw. Kühlabschnittlänge entsprechend dem höchstzulässigen Druck verkürzt werden. In den folgenden Projektierungen und Berechnungen wird allerdings diese Höhendifferenz ausgeschlossen.

Umgekehrt lässt sich bei vorgegebener Strömungsgeschwindigkeit die Druckdifferenz berechnen.

Die Strömung wird durch Reynoldszahl Re charakterisiert:

$$\text{Re} = \frac{w \cdot d_h}{\nu} \quad (4.2)$$

mit ν kinematische Zähigkeit (für Wasser $\nu \approx 10^{-6} \frac{\text{m}^2}{\text{s}}$)

Für Reynoldszahlen bei kreisrunden Rohren, die kleiner als der kritische Wert von 2.300 sind, bleibt die Strömung im Allgemeinen laminar. Rohrströmungen mit Reynoldszahl kurz über dem kritischen Wert werden als „Rohrströmungen im Übergangsbereich“ gezeichnet. Das Übergangsbereich liegt zwischen 2.300 bis ca. 10.000. Darüber hinaus bildet sich eine turbulente Strömung [29].

Die Kühlwasserströmungsgeschwindigkeit ist durch den höchstzulässigen Druck Δp begrenzt, der von den physikalischen Werkstoffkennwerten und SDR-Kennzeichnung (SDR = Standard Dimension Ration) der Kühlrohre abhängig ist. Weitere Festlegungen über Kühlrohre werden im Abschnitt 5.2 beschrieben.

Sind Druckdifferenz Δp , Rohrdurchmesser d_h und Rohrlänge l_o vorgegeben, so kann man mit folgenden Formeln den Reibungsbeiwert λ_{RB} und die Strömungsgeschwindigkeit w berechnen:

Für laminare Strömung ($\text{Re} < 2.300$) gilt:

$$\lambda_{\text{RB}} = \frac{64}{\text{Re}}. \quad (4.3)$$

Setzt man Gl. (4.3) in Gl. (4.1) und Gl. (4.2), wird die Strömungsgeschwindigkeit abgeleitet zu:

$$w = \frac{d_h^2 \cdot \Delta p}{32 \cdot \rho \cdot l_o \cdot \nu}. \quad (4.4)$$

Für die „Rohrströmungen im Übergangsbereich“ ($2.300 < \text{Re} < 10.000$) für glatte Rohre³ gilt die Formel von Blasius:

$$\lambda_{\text{RB}} = 0,314 \cdot \text{Re}^{-0,25}. \quad (4.5)$$

Daraus folgt die Strömungsgeschwindigkeit zu:

$$w = 2,8702 \cdot \left[\frac{d_h^5 \cdot \Delta p^4}{\rho^4 \cdot \nu \cdot l_o^4} \right]^{\frac{1}{7}}. \quad (4.6)$$

³ Normalerweise gelten Kühlrohre aus Edelstahl, Aluminium oder PE als glatte Rohre.

Für den Bereich $10^4 < Re < 10^6$ bzw. für voll turbulente Strömung kann man die Formel von Nikuradse verwenden:

$$\lambda_{RB} = 0,0032 + 0,221 \cdot Re^{-0,237} . \quad (4.7)$$

Für $Re > 10^6$ ist die Formel von Prandtl-Kármán einsetzbar:

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda_{RB}}} = 2 \cdot \lg(Re \cdot \sqrt{\lambda_{RB}}) - 0,8 . \quad (4.8)$$

In [29], [30], [31] und [60] gibt es ausführliche Erklärungen über die Ableitungen der Formeln (Gln. (4.3) - (4.8)).

Die vom Kühlwasser aufgenommene und longitudinal übertragende Verlustleistung $P_{Kühl}$, die in der Kühlmaschine umgewandelt werden muss, lässt sich berechnen mit

$$P_{Kühl} = c_k \cdot w \cdot A \cdot \delta \cdot \Delta \vartheta \quad (4.9)$$

mit

- $\Delta \vartheta$ Temperaturdifferenz zwischen den Wassereintritt und -austritt,
- A Innenquerschnitt des Kühlrohrs,
- c_K spezifische Wärmekapazität und
- δ Dichte des Kühlmediums.

Mit Hilfe der Gln. (4.1), (4.2) und (4.7) werden das Verhältnis der Druckdifferenz Δp , der Strömungsgeschwindigkeit w sowie der Rohrlänge l_0 für eine Wasserströmung in Abb. 4.6 beschrieben. Zur Erreichung einer gewünschten Wasserströmungsgeschwindigkeit für eine bestimmte Kühlrohrlänge l_0 muss das Kühlwasser mit einer bestimmten Druckdifferenz betrieben werden. Je höher die Geschwindigkeit oder je länger das Kühlrohr ist, desto größer ist die erforderliche Druckdifferenz. Die weiter entstehenden Fragen, ob die Festigkeit der Wasserrohre in ihrer ganzen Lebensdauer dieser Druckdifferenz standhält, werden im Abschnitt 5.3 näher diskutiert.

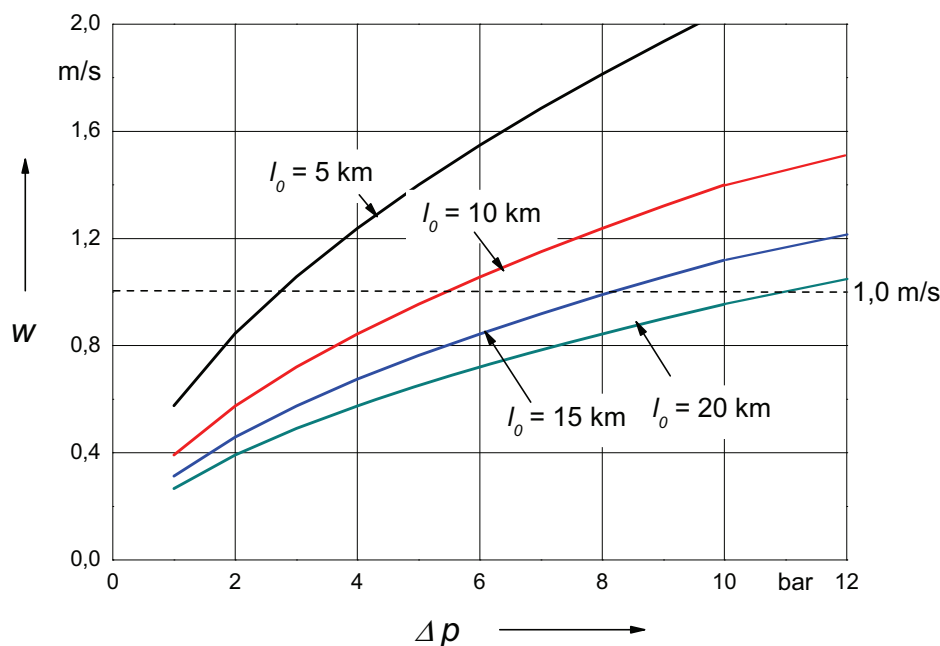


Abbildung 4.6: Einfluss der Druckdifferenz auf die Strömungsgeschwindigkeit, für Kühlrohrlänge l_0 von 5 km, 10 km, 15 km und 20 km

4.2.3 Programm-Implementierung des erweiterten Berechnungsverfahrens

Nach dem Konzept des erweiterten Berechnungsverfahrens im Abschnitt 4.2.1 und den technischen Anforderungen für Wärmeübertragungen bei Strömung im Abschnitt 4.2.2 werden folgende Änderungen ins FEM-Programm implementiert.

Zuerst werden bei der Generierung und Diskretisierung der FEM-Dreiecke das Schlüsselwort „3HD“ hinzufügen und weiter in der *.ctl-Datei (Prozesssteuerungsdatei) gespeichert.

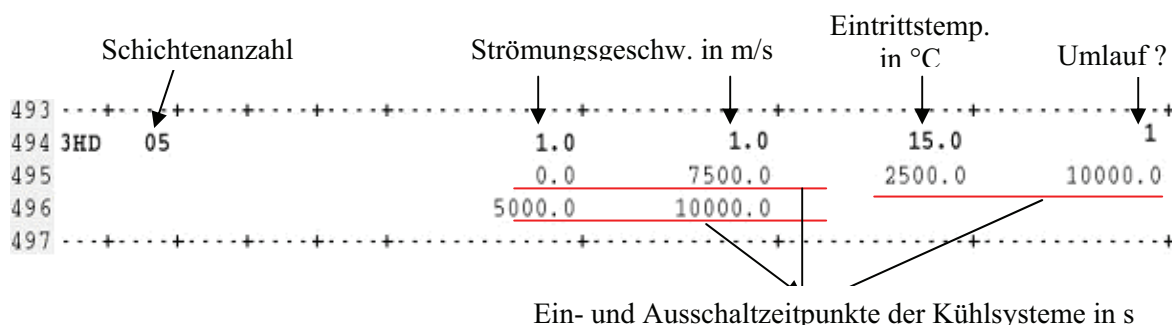


Abbildung 4.7: Abschnitt aus der Eingabedatei in erweitertem FEM-Programm.

Steht in der Eingabedatei „3HD“ (Abb. 4.7), wird die Berechnung automatisch als dreidimensional durchgeführt. Die zweite Zahl steht für die Anzahl der Schichten. Durch weitere Parameter kann man auch die Strömung, z.B. beim Hin- und Zurückfließen unterschiedliche Geschwindigkeiten, und die Eintrittstemperatur des Kühlwassers definieren. Die letzte Zahl steht für die Strömungsrichtung, nur in einer Richtung mit der Ziffer „1“ oder im zyklischen Umlauf mit der Ziffer „2“.

Es wird angenommen, dass das zu kühlende Kabelsystem vor dem Einschalten der Wasserkühlung schon mit einem bestimmten Laststrom betrieben wird. Im Programm heißt dies „Startverteilung mit stationärer Quelle“. Das stimmt mit der Praxis überein, weil der Einsatz des Kühlsystems bei schwach belasteter Kabelanlage mit geringen Wärmeverlusten unwirtschaftlich ist. Erst um kurzzeitige Überlastungen auszugleichen bzw. eine erhöhte Erwärmung des Kabelsystems abzuleiten, wird erst die Wasserkühlung eingeschaltet [12].

Beim ersten Wasserumlauf liegt in den Kühlrohren noch das vorher durch die Umgebung erwärmte Wasser, das nach dem ersten Umlauf austritt und wieder in der Kühlmaschine auf die Eintrittstemperatur heruntergekühlt wird.

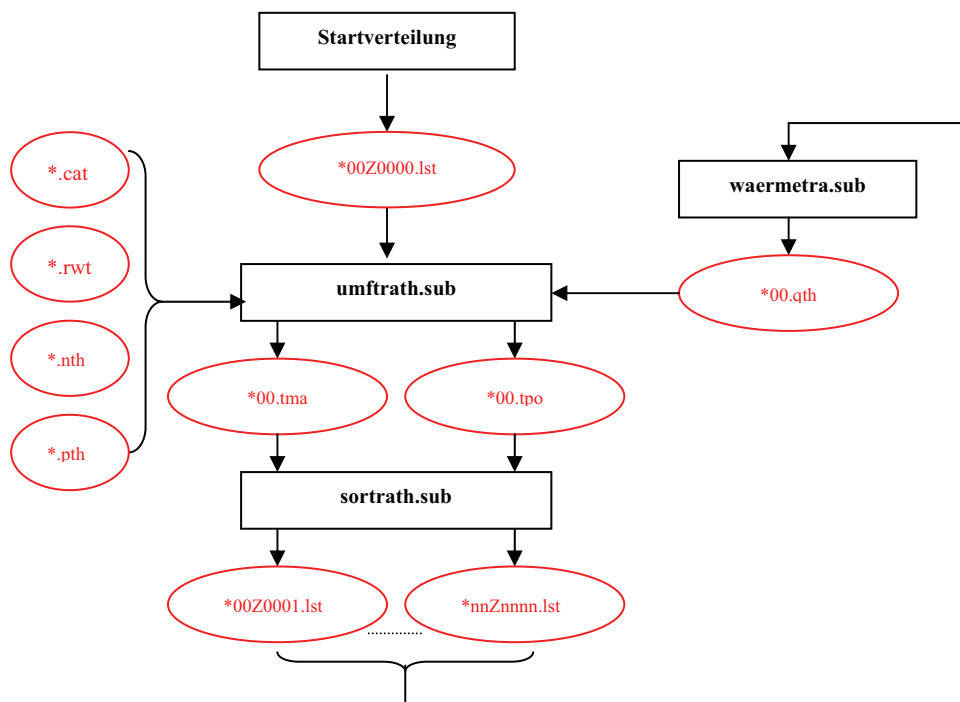


Abbildung 4.8: Flussdiagramm des erweiterten Rechensverlaufs

Durch eine Vorberechnung der Startverteilung, in der die thermischen Eigenschaften des Erdbodens unter dem Einfluss der vorhandenen Temperaturfelder berücksichtigt werden, lässt sich der Startlösungsvektor 0000.lst erzeugen und nach der vorgegebenen Anzahl der Schichten vervielfachen. Für z. B. fünf Schichten wird der Startlösungsvek-

tor in 01Z0000.lst bis 05Z0000.lst fünffach erweitert. In unterschiedlichen Schichten darf man auch unterschiedliche Bodeneigenschaften durch entsprechende Materialmatrixdateien einsetzen. Somit werden partielle Bodenaustrocknung sowie „hot spots“ längs der Tasse berücksichtigt.

Danach lassen sich die Zwischenlösungsdateien (Matrixdateien) und Lösungsdateien nach der Anzahl der Schichten und dem Zeitschritt lösen und speichern. Der Rechenvorgang wird in Abb. 4.8 skizziert.

Wie vorher erwähnt, ist in der erweiterten Rechenmethode die Anzahl der Schichten (Trassenquerschnitte) mit der Zeitschrittweite der transienten FEM-Berechnung verknüpft. Das bedeutet, in je mehr Schichten die Kabeltrasse aufgeteilt wird, desto mehr Zeitschritte gibt es in der FEM-Berechnung und umso höher ist der Rechenaufwand. Mit Hilfe der neu entwickelt Multiprozessor-Hardware-Technik und der Parallelisierung mittels Open MP (Multi-Processing) auf Thread- bzw. Schleifenebene der Software-Technik kann ein solcher Rechenaufwand teilweise kompensiert werden. In der vorliegenden Arbeit wird diese Parallelisierung, z.B. die Schleifen zu vektorisieren, besonders in die durch Schichtenaufteilung zusätzlich auftretenden Schleifen eingesetzt.

Aus zeitlichen Gründen wurde solche Programmierungstechnik noch nicht vollständig auf das gesamte FEM-Programm angewendet. Aber mit der Weiterentwicklung der Hardware und Software könnte auf diese Weise künftig die Rechenzeit dieses Berechnungsverfahrens definitiv weiter verkürzt werden.

4.3 Anwendung und Erprobung des Verfahrens

Als Basis für die nachfolgenden numerischen Berechnungen ist die Untersuchung der numerischen Fehler eine wichtige Aufgabe. In dem zweidimensionalen FEM-Programm Sta-FEM, wurde schon durch die bisherigen Verifizierungen festgestellt, dass die Abweichungen der transienten thermischen Berechnungen mit einer Zeitschrittweite von ca. 1.000 s unter 1 K liegen [8]. Durch die Erweiterung ins Dreidimensionale, besonders die Verknüpfung der Zeitschrittweite mit der Anzahl der Schichten könnten diese Abweichungen anwachsen. Deshalb muss bei jeder Simulation vorher entschieden werden, wie viele Schichten bzw. welche Zeitschrittweite bei der Simulationsmodellierung verwendet werden. Mehr Schichten bedeutet mehr Rechenaufwand. Um die Rechenzeit und die numerische Genauigkeit zu optimieren, wurden die folgenden Voruntersuchungen durchgeführt.

4.3.1 Technische Daten einer zwangsgekühlten Beispiel-Kabelanlage

Als Beispiel wird ein Kabelsystem mit 110-kV-VPE-Einleiter-Kabeln mit einem Aluminiumleiterquerschnitt von 2000 mm^2 in gebündelter Verlegung betrachtet (Abb. 4.9). Die Trassenlänge beträgt hier 2,5 km. Das Kühlsystem besteht aus zwei hydraulisch

verbundenen PE-Rohren mit je einer Länge von 2,5 km (Kühlabschnittlänge 2,5 km). Die Eintrittstemperatur des Kühlwassers liegt bei 15 °C. Die Wasserströmungsgeschwindigkeit ist mit 1,0 m/s vordefiniert. Nach jedem Umlauf wird das erwärmte Kühlwasser in der Kühlstation wieder auf die Eintrittstemperatur (15 °C) gekühlt und weiter in den nächsten Umlauf eingespeist.

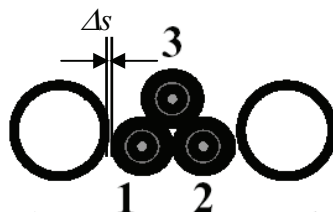


Abbildung 4.9: Verlegeanordnung eines 110-kV-Kabelsystems mit zwei Kühlrohren

| | | |
|---|-----------------|---|
| Leiter | | Aluminium |
| Leiterquerschnitt | mm ² | 2000 |
| Leiterdurchmesser | mm | 52,8 |
| Füllfaktor | | 0,913 |
| Isolierung | | VPE |
| Dicke der Isolierung (einschl. Leitschichten) | mm | 21,3 |
| Schirm | | Kupfer |
| Dicke | mm | 0,8 |
| Korrosionsschutz | | PVC |
| Dicke | mm | 4,4 |
| Legetiefe | m | 1,2 |
| Kühlrohre | | PE |
| Innendurchmesser | mm | 150 |
| Dicke der Rohrwand | mm | 15 |
| Kühlabschnittlänge/Trassenlänge | km | 2,5 |
| Wassereintrittstemperatur | °C | 15 |
| Wasserströmungsgeschwindigkeit | m/s | 1,0 |
| Abstand zwischen Kabeln und Kühlrohren Δs | mm | 50 |
| Wärmeleitfähigkeit des Bodens | W/(K·m) | 1,0 bei feuchtem Boden 0,4 bei trockenem Boden |
| Bodentemperatur | °C | 15 |

Tabelle 4.1: Technische Daten der Kabelanlage und der Kühlanlage, Kabel Typ NA2XS2Y 1*2000 RMS/110 64/110 kV

Um die Berechnung zunächst einfach zu halten, wird für jeden Leiter ein konstanter Verlustleistungsbelag von 33,3 W/m angenommen. Da keine Schirmverluste und keine dielektrischen Verlust auftreten sollen, wird das Kabelsystem insgesamt mit 100 W/m belastet, was aus praktischer Sicht für ein natürlich gekühltes Kabelsystem schon kritisch sein kann.

Die Trasse wird bei Simulationen in Längsrichtung jeweils in 5, 10, 20 und 40 Schichten unterteilt. Das heißt, dass der Schichtenabstand jeweils 500 m, 250 m, 125 m und 62,5 m beträgt. Abb. 4.10 zeigt einen Trassenquerschnitt in der Finite-Elemente-Nachbildung. Verwendet werden sämtlich 8.316 Dreiecke, die nach Abb. 4.10 in der Größe gestuft und damit dem konstruktiven Aufbau und den zu erwartenden Feldkonzentrationen angepasst sind.

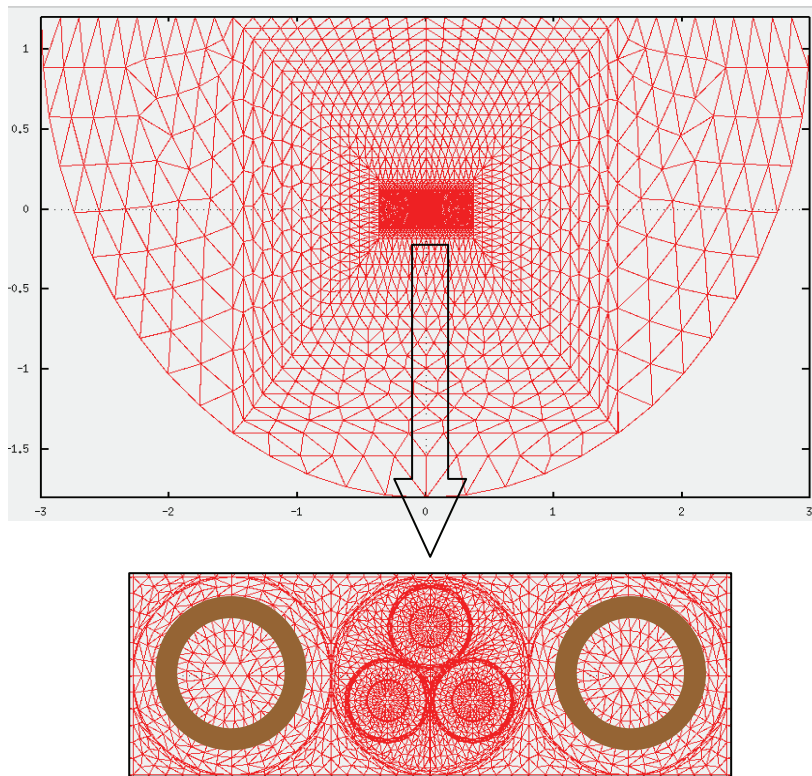


Abbildung 4.10: Finite-Elemente-Nachbildung (Diskretisierung) eines Trassenquerschnitts, Kabelsystem mit zwei entsprechenden Kühlrohren

4.3.2 Einfluss der Schichtenaufteilungen auf die berechneten Kühlwassertemperaturen

Im Folgenden werden als Beispiel die numerischen Fehler bei der Berechnung der Kühlwassertemperatur mit unterschiedlicher Anzahl der Schichten untersucht. Alle hier grafisch gezeigten Temperaturen sind mittlere Temperaturen der umlaufenden Wasserpakete in ihren entsprechenden Schichten.

4.3.2.1 Kühlwasseraustrittstemperatur während des Kühlvorgangs

Bevor am Trassenanfang das im ersten Zeitschritt in das linke Kühlrohr eintretende Wasser aus dem rechten Rohr erwärmt austritt, vergeht eine sog. Totzeit, die dieses erste Wasserpaket für einen vollständigen Umlauf benötigt, und die mit der vordefinierten Trassenlänge und der Strömungsgeschwindigkeit 5.000 s oder rd. 1,3 h beträgt.

Nach Abb. 4.11 ergeben sich am Wasseraustritt abhängig von der Schichtenanzahl im Anlaufzustand zeitweilig voneinander abweichende Temperaturverläufe, die sich bei längerem Betrieb wieder einander angleichen. Die Temperaturverläufe liegen bei größerer Schichtenanzahl in der Anfangsphase höher als die bei geringerer Schichtenanzahl. Nach ca. 8.000 s, d.h. nach weniger als zwei Wasser-Umläufen, sind die Differenzen zwischen den Temperaturverläufen schon so klein, dass sie praktisch vernachlässigt werden können.

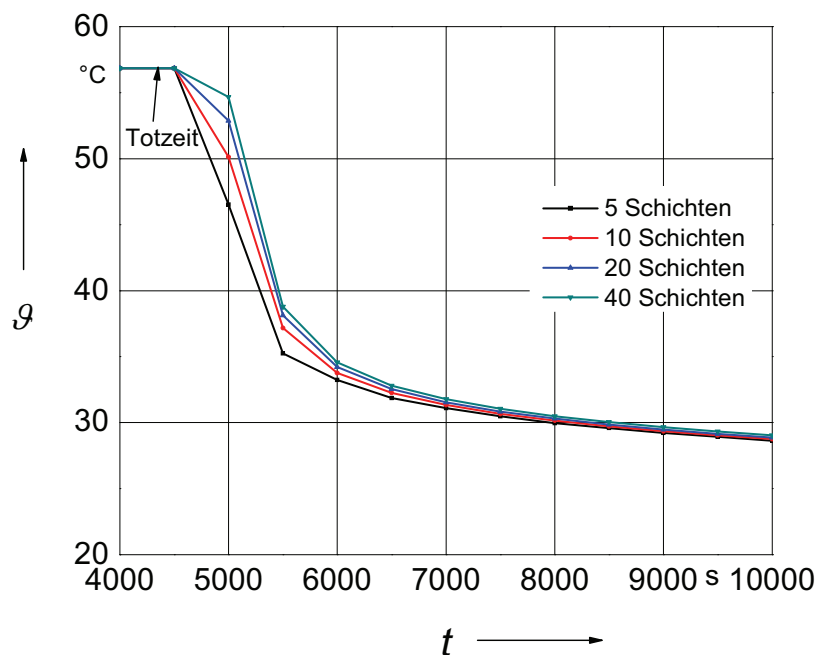


Abbildung 4.11: Zeitlicher Verlauf der Kühlwasseraustrittstemperaturen während der Anfangsphase bei unterschiedlicher Schichtenaufteilung

Wird die Kühlung weiter betrieben, so verschwindet erstens diese Temperaturdifferenz fast vollständig. Zudem kann sich die Tendenz der Kennlinienverläufe auch mal umkehren. Abb. 4.12 zeigt, dass die Kühlwasseraustrittstemperatur im Zeitbereich zwischen ca. 35.000 s (7. Wasserpaket-Umlauf) und 55.000 s (11. Wasserpaket-Umlauf) bei 40 Schichten sogar niedriger wird als bei 5 Schichten. Beim Zeitpunkt 75.000 s (ca. 21. Stunde) liegt der Temperaturdifferenz beispielsweise zwischen einer 5 Schichten- und 40 Schichten weniger als 0,3 K.

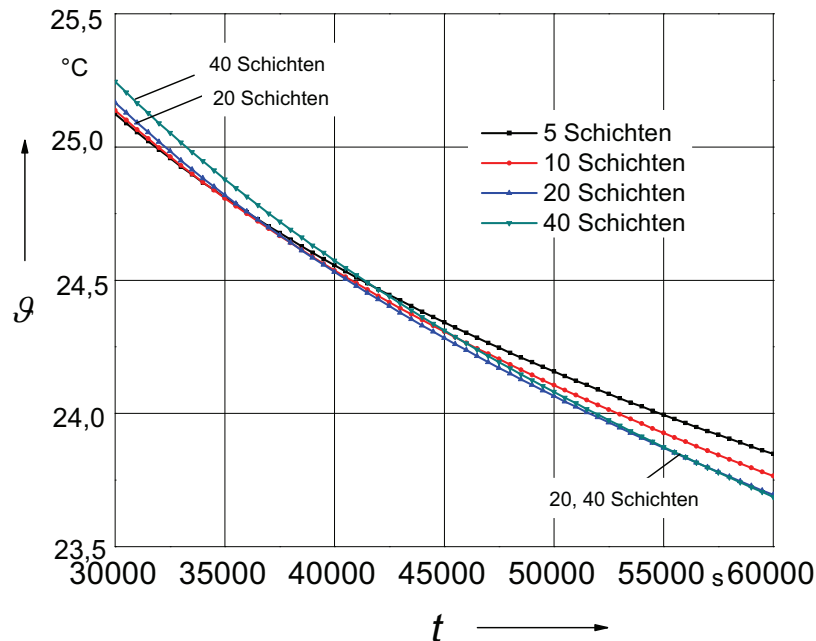


Abbildung 4.12: Zeitlicher Verlauf der Kühlwasseraustrittstemperaturen bei unterschiedlicher Schichtenaufteilung über ca. zehn Wassenumläufen

4.3.2.2 Kühlwassertemperatur während eines Umlaufs

Im letzten Abschnitt wurde die Kühlwassertemperatur mit festem Ort, nämlich dem Wasseraustrittspunkt, berechnet. In diesem Abschnitt wird die Temperaturveränderung eines Wasserpakets während eines Umlaufs betrachtet und die Wasserpaketstemperatur dynamisch über einem Umlauf berechnet.

Grundsätzlich ist zu erwarten, dass sich die Wasserpaketstemperatur zunächst wegen der zunehmend aufgenommen Wärmemenge erstens stetig erhöhen wird. Zweitens wird die Steigerung der Wassertemperaturdifferenz, besonders für das erste Wasserpaket, wegen der Senkung der Leitertemperatur bzw. Minderung der Umgebungstemperatur immer kleiner.

Abb. 4.13 stellt die Temperaturveränderung des ersten Wasserpakets während dessen Umlauf dar. Der Kennlinienverlauf stimmt mit der oben stehenden Einschätzung überein.

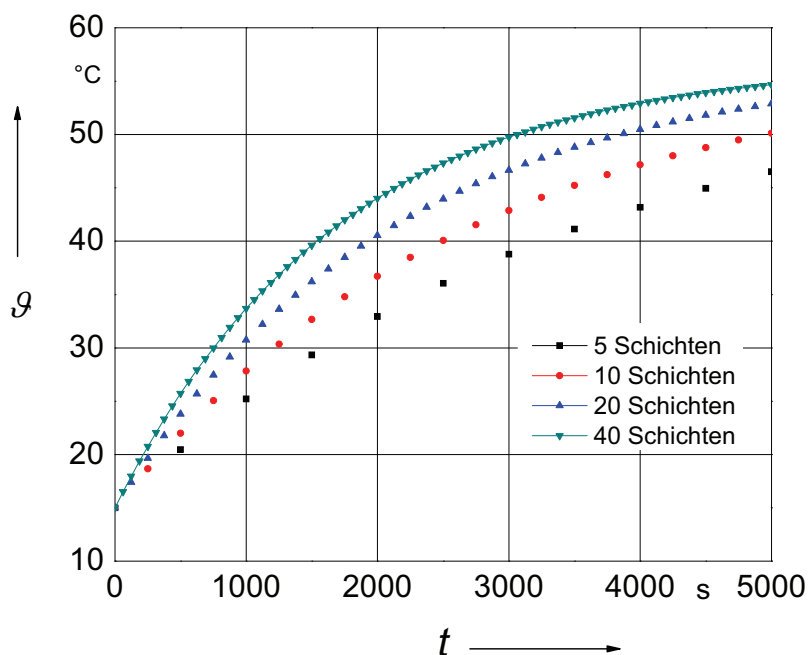


Abbildung 4.13: Zeitlicher Verlauf der Kühlwassertemperaturen des ersten Wasserpakets beim Umlauf entlang der Trasse (nach $t = 2.500 \text{ s}$ ist der Umkehrpunkt am Trassenende erreicht)

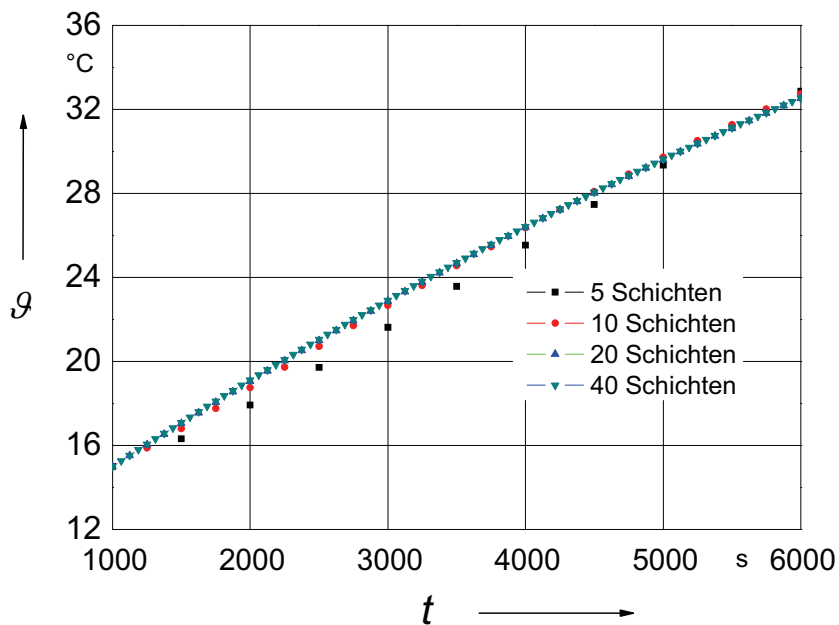


Abbildung 4.14: Zeitlicher Verlauf der Kühlwassertemperaturen des dritten Wasserpakets beim Umlauf entlang der Trasse

Aus Abb. 4.13, 4.14 und 4.15 wird auch ersichtlich, dass die Wasserpaketstemperaturen, wie im letzten Abschnitt erläutert, in der Anfangsphase bei größerer Schichtenanzahl höher als die bei geringerer Schichtenanzahl sind. Nach einem bestimmten Zeitpunkt wird sich diese Tendenz umkehren. Aber mit wachsender Kühlungsdauer verringern sich die Temperaturdifferenzen aufgrund der Anzahl der Schichten so erheblich, dass sie vernachlässigt werden können.

Aus Abb. 4.14 wird deutlich, dass nach ca. 1.000 s des Einschaltens der Kühlung die Wassertemperaturverläufe bei unterschiedlichen Schichtenaufteilungen fast linear sind. Die Höchsttemperatur (Austrittstemperatur) des Wasserpakets ist unter 35 °C gesunken. Dies bedeutet, dass die Umgebung effektiv gekühlt wird.

Für größere Zeitspannen wird dieses Effekt in Abb. 4.15 weiter verdeutlicht: die Abhängigkeit der Kühlwassertemperatur von der Anzahl der Schichten wird vernachlässigbar.

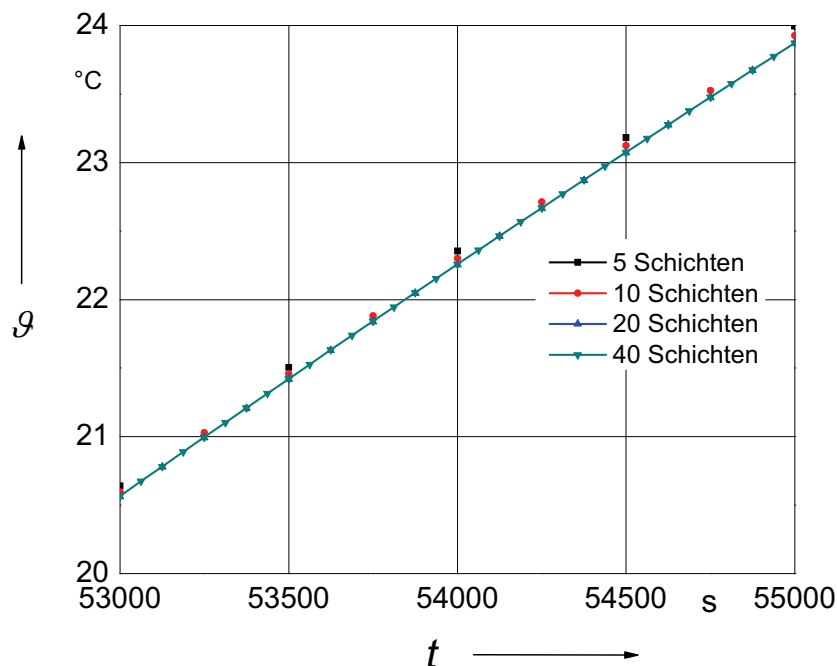


Abbildung 4.15: Zeitlicher Verlauf der Kühlwassertemperaturen des Wasserpakets über 10. Wasserumläufe (nur für den Rücklauf)

4.3.2.3 Räumliche Verteilung der Kühlwassertemperatur bei einem Zeitpunkt

In diesem Abschnitt wird die Kühlwassertemperatur an zehn Messpunkten in einem bestimmten Zeitpunkt für unterschiedliche Schichtenanzahl verglichen. Die präsentierten Wassertemperaturen stammen von unterschiedlichen Wasserpaketen.

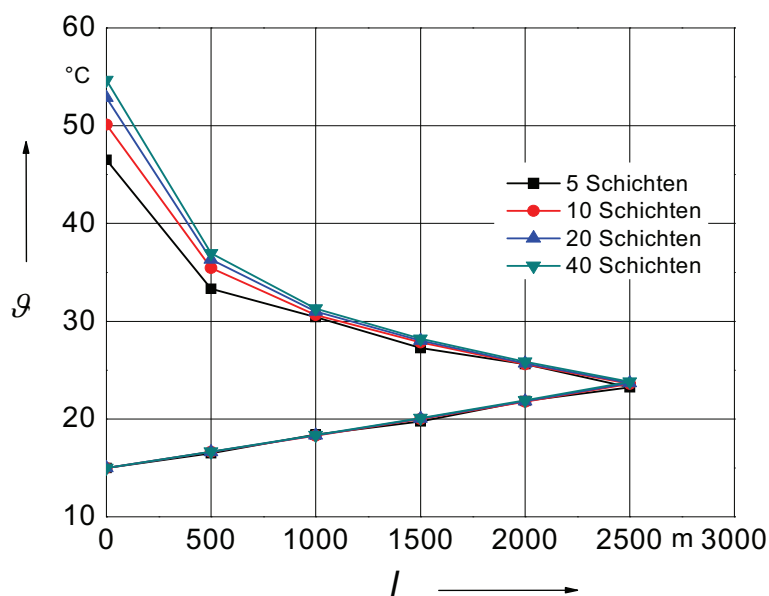


Abbildung 4.16: Temperaturverlauf des Kühlwassers bei unterschiedlicher Schichtenanzahl nach dem ersten Wasserpaket-Umlauf (zur Zeit $t = 5.000$ s)

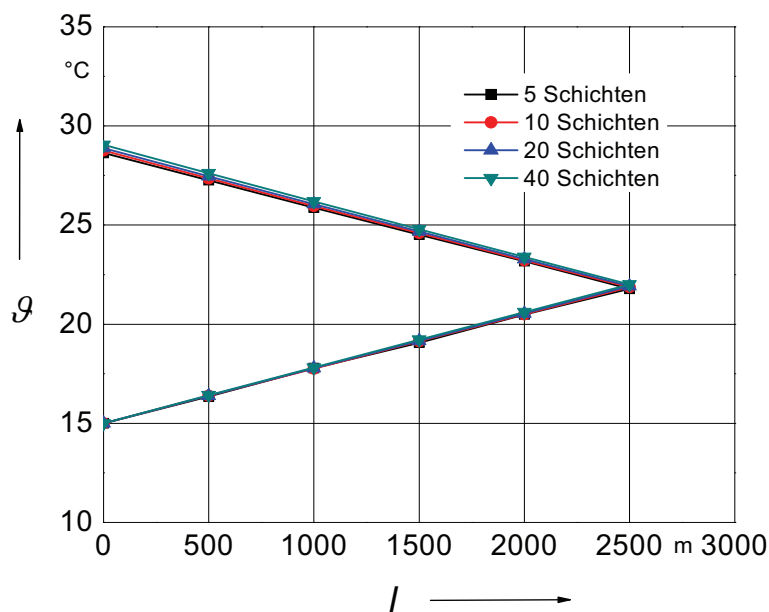


Abbildung 4.17: Temperaturverlauf des Kühlwassers bei unterschiedlicher Schichtenanzahl (zur Zeit $t = 10.000$ s)

In der Abb. 4.16 wird für $t = 5.000$ s ersichtlich: je weiter das Kühlwasserpaket vom Wassereintritt entfernt ist, desto größer werden die Temperaturdifferenzen bei verschiedenen Schichtenaufteilungen. In Abb. 4.17 fallen für die Zeit $t = 10.000$ s die Kennlinien bei unterschiedlicher Schichtenanzahl schon zusammen. Das bedeutet, dass die

Temperaturabweichungen aufgrund der Anzahl der Schichten mit der zunehmenden Dauer der Kühlung geringer werden.

4.3.3 Einfluss der Schichtenaufteilungen auf die berechneten Leitertemperaturen

Im Folgenden wird die Senkung der Leitertemperaturen untersucht, die durch das Kühlwasser und weiter durch die verringerten Umgebungstemperaturen verursacht wird. Durch solche Abkühlungen können die Verluste der Kabel vermindert und die Belastbarkeit der Kabelanlage erhöht werden. Hierzu wird die Leitertemperatur des Kabels 3 (s. Abb. 4.9) betrachtet, das bei natürlicher Kühlung die höchste Temperatur aufweist. Aufgrund der rasch anwachsenden Rechenzeit werden diese Berechnungen auf 5 Schichten (Schichtenabstand von 500 m), 10 Schichten (Schichtenabstand von 250 m) und 20 Schichten (Schichtenabstand von 125 m) begrenzt.

Wegen des Abstands zwischen Kühlwasser und Leitern verzögert sich die Absenkung der Leitertemperatur. Im Vergleich mit der Totzeit des Kühlwassers von 1,3 Stunden fällt die Leitertemperatur erst nach ca. drei Stunden ab. In der Anfangsphase sinkt die Leitertemperatur mit erhöhter Schichtenanzahl rascher als diejenige mit weniger Schichten. Aber nach einer relativ langen Betriebszeit der Kühlung schwindet diese Differenz wieder.

In Abb. 4.18 liegt die Temperaturdifferenz im Zeitpunkt 86.400 s (24. Stunden nach dem Einschalten des Kühlwassersystems) zwischen den Simulationen mit 5 Schichten, 10 Schichten und 20 Schichten jeweils bei ca. 3 K.

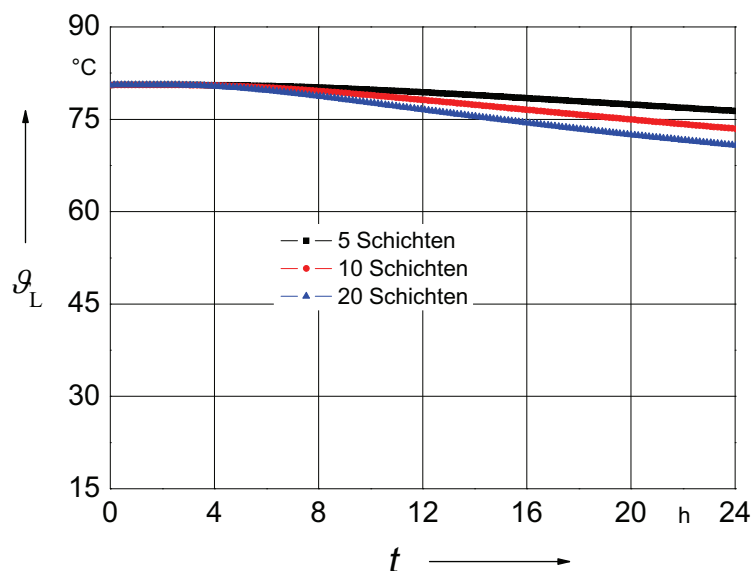


Abbildung 4.18: Zeitabhängigkeit der Leitertemperaturen ϑ_L am Trassenanfang bei unterschiedlicher Schichtenanzahl

Abb. 4.19 zeigt die sich anschließenden Zeitverläufe für die verschiedene Schichtenanzahl. Während des Kühlvorgangs sinkt die Leitertemperatur bei geringerer Schichtenanzahl langsamer als bei höherer Schichtenanzahl. Die maximale Temperaturdifferenz beträgt für die Schichtenanzahl von 5 und 20 in der 41. Stunde 6,6 K. Aus den Kennlinienverläufen wird ersichtlich, dass die Leitertemperatur bei 5 Schichten mit denjenigen bei 10 Schichten und bei 20 Schichten bis zum Ende der Simulation, d.h. nach zwölf Tagen, noch nicht vollständig konvergiert. Die numerische Genauigkeit für fünf Schichten wird im Hinblick auf Leitertemperaturberechnung deshalb als ungenügend betrachtet.

Nun werden die Aufteilungen mit 10 Schichten und 20 Schichten miteinander verglichen. Die maximale Temperaturdifferenz liegt hier nach zwei Tagen bei 3,2 K. Nach sieben Tagen beträgt diese Differenz schon weniger als 1 K.

Damit zeigt sich, dass erstens die Kennlinienverläufe der Leitertemperatur denjenigen der Kühlwassertemperatur entsprechen. Zunächst vergrößert sich zum Beginn der Kühlung die Temperaturdifferenz, abhängig von der Anzahl der Schichten. Nach einer bestimmten Zeitdauer konvergiert diese Temperaturdifferenz für die unterschiedliche Schichtenanzahl. Zudem verlaufen die Leitertemperaturen im Vergleich mit den Kühlwassertemperaturen stark verzögert. Darüber hinaus sinkt die Leitertemperatur bei einer geringen Schichtenanzahl langsamer.

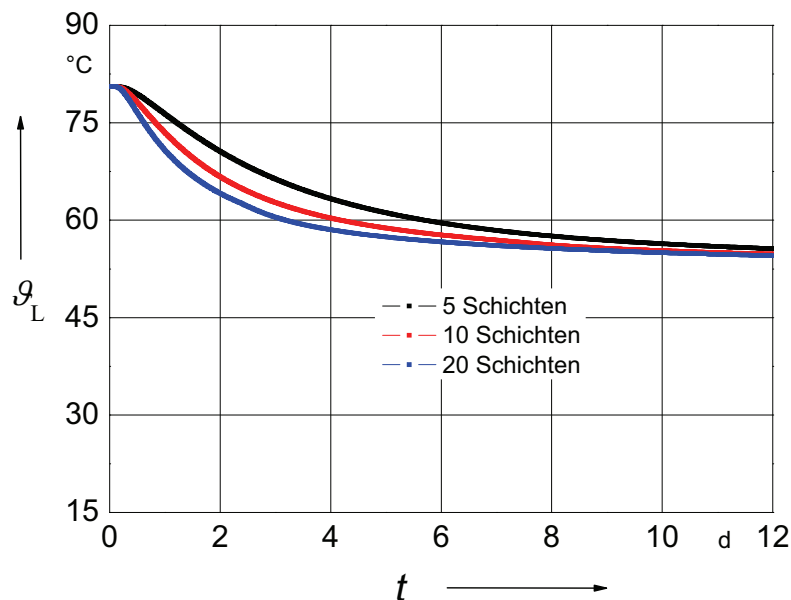


Abbildung 4.19: Zeitabhängigkeit der Leitertemperatur Θ_L bei unterschiedlicher Schichtenanzahl am Trassenanfang über 12 Tagen

Simulationsergebnisse mit relativ wenigen Schichten weisen aber bezüglich des tatsächlichen Betriebs zwangsgekühlter Kabelanlage insofern Vorteile auf, dass sie auf der sicheren Seite rechnen, so dass eine Auslegung mit solchen Simulationen mit den langsamer sinkenden Leitertemperaturen bzw. den schlechteren Kühleffekten zum Vergleich mit dem tatsächlichen Zustand der zwangsgekühlten Kabelanlage mehr Betriebssicherheit bietet.

Des Weiteren wird eine zwangsgekühlte Kabelanlage mit einer Kühlabschnittlänge von 10 km (Kühlrohrlänge 20 km) untersucht, die aus technischer und praktischer Sicht schon kritisch sein kann (vgl. Abb. 4.6).

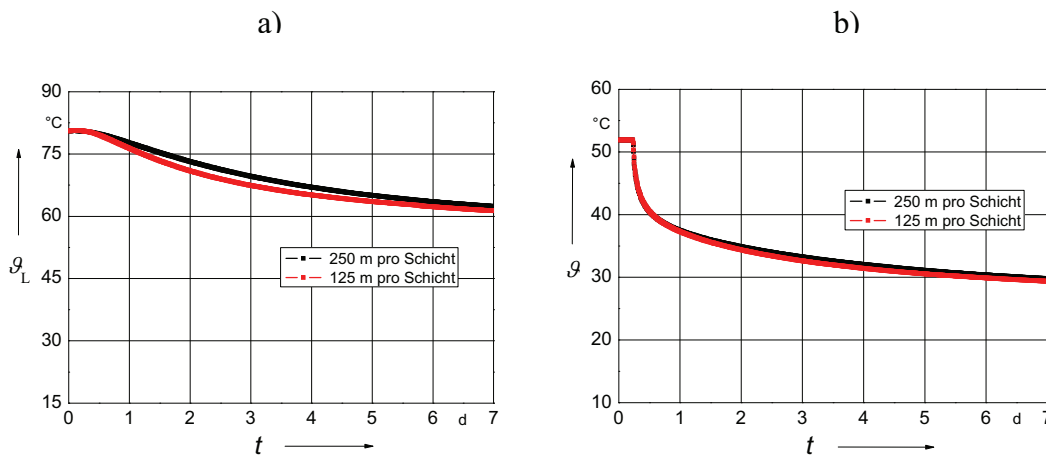


Abbildung 4.20: Zeitliche Temperaturverläufe des Leiters a) und des Kühlwassers b) in Abhängigkeit von unterschiedlicher Schichtenteilung, Kühlabschnittlänge $l_K = 10$ km ($l_0 = 20$ km)

Abb. 4.20 zeigt deutlich, dass ein langer Kühlabschnitt zwar einen relativ längeren Angleichvorgang braucht, aber bei einer Verdopplung des Schichtenabstandes keine größeren Abweichungen auftritt.

4.4 Folgerungen

Es wird eine Methode aufgezeigt, die numerische Berechnungen transienter thermischer Probleme zwangsgekühlter Energiekabelanlagen durch eine erweiterte quasi-dreidimensionale FEM-Analyse ermöglicht.

Hierzu wird ein in einzelnen Trassenquerschnitten oder Schichten bestehendes FEM-Verfahren eingesetzt, das bei vorgegebener bzw. vorberechneter Kühlwassertemperatur das Erwärmungsverhalten und die Wärmeaufnahme des Kühlwassers in jeder Schicht bestimmt. Diese einzelnen Schichten werden über die Formulierung der Erwärmung und des durch die Verschiebung simulierten Strömungsverhaltens der Kühlwasserpakete in unterschiedlichen Zeitschritten miteinander verknüpft.

Die hier vorgenommen Untersuchungen weisen aus, dass in der Anfangsphase der Kühlung die Temperaturdifferenzen z. B. des Kühlwassers, bei unterschiedlicher Schichtenanzahl zwar teilweise spürbar ist, aber diese Differenzen nach ca. einem Wassenumlauf schon unter 1 K liegen. Für die Leitertemperatur gibt es aufgrund der Wärmeableitungen und Wärmekapazitäten der sich zwischen dem Kühlwasser und Kabelleitern befindenden unterschiedlichen Materialien eine Zeitverzögerung, sog. Angleichvorgang, besonders für eine längere Trasse. Aber durch eine hinreichende Anzahl der Schichten kann die Temperaturabweichung aufgrund der Schichtenaufteilung minimiert werden.

Der Rechenaufwand ist neben der Schichtenanzahl auch von der Dreieckanzahl bzw. Knotenanzahl in den Schichten (Trassenquerschnitten), der Computerhardwarekonfiguration und dem verwendeten Compiler abhängig. Bei den Untersuchungen zur Schichtenaufteilung wurde die einzelne Schicht oder ein Trassenquerschnitt (s. Abb. 4.10) in 8316 Dreiecke zerlegt und besitzt 16685 Knoten.

Die Rechenzeit pro Rechenschritt beträgt bei 5 Schichten ca. 28 Sekunden, bei 10 Schichten ca. 56 Sekunden, bei 20 Schichten ca. 1 Minute 50 Sekunden, und bei 40 Schichten ca. 3 Minuten 37 Sekunden pro Rechenschritt. Diese Rechenzeiten basieren auf einem PC mit einem AMD Athlon 64x2 Dual Core Prozessor 3800+ und bei Verwendung des Intel Fortran Compilers 10.0 für Linux mit einer Multithread-Applikation Technik, der Open MP (Multi Processing) unterstützt.

Eine Simulation für einwöchige Kühlung in einer Kabeltrasse mit der Länge von 2,5 km bei 10 Schichten braucht mit den oben genannten Bedingungen einen Zeitaufwand von ca. 37 Stunden.

Um das Verhältnis zwischen Rechenzeit und Genauigkeit zu optimieren, wird hier empfohlen, dass ein Schichtenabstand von 250 m bzw. eine Zeitschrittweite von 250 s mit einer Wasserströmungsgeschwindigkeit von 1 m/s für die weiteren Simulationen zwangsgekühlter Kabelanlagen ausreichend ist (vgl. Berechnungsergebnisse im Abschnitt 4.3.3).

5 Kühlsystemplanung

Im vorangegangenen Abschnitt wurde zur Erprobung des Verfahrens nur ein einfachstes Kühlsystem als Beispiel zugrunde gelegt. Im Folgenden soll das Kühlsystem aus technischer und thermodynamischer Sicht ausführlich diskutiert werden.

5.1 Kühlstation

Das erwärmte zyklisch umlaufende Kühlwasser muss nach dem Austritt von der Kühlstation auf eine bestimmte Temperatur gekühlt und danach wieder in die Kühlungsrohre eingespeist werden.

Eine typische Kühlanlage besteht aus Verdichter, Wärmetauscher und Regeleinheit. Abb. 5.1 zeigt den prinzipiellen Aufbau einer Standard-Kühlanlage.

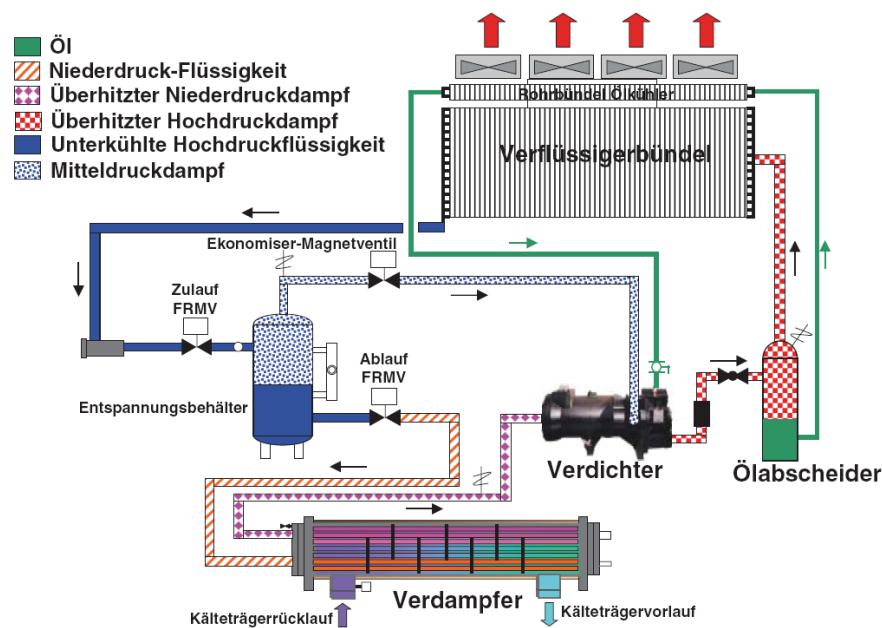


Abbildung 5.1: Prinzipieller Aufbau einer Standard-Kühlanlage (Quelle: Johnson Controls Ltd. [32])

Nach entsprechenden Angaben des Herstellers liegt die übliche Temperaturdifferenz zwischen Vorlauftemperatur (Austritt aus der Kühlmaschine – Eintritt in die Kühlrohre des Kabelgrabens) und Rücklauftemperatur (Austritt aus den Kühlrohren des Kabelgrabens - Eintritt in die Kühlmaschine) bei etwa 6 K. Eine gewünschte höhere Temperaturdifferenz kann man durch zusätzlichen Einbau einer Wärmetauscherplatte verwirklichen [33].

Bei kleineren Kühlmaschinen bis 500 kW werden Scrollverdichter, und bis etwa 1,4 MW Schraubenverdichter eingesetzt.

Um die Abwärme besser nutzen zu können, soll die Temperatur des austretenden Wassers möglichst hoch sein. Je höher diese Temperatur sein soll, umso größer sind der notwendige Druck des Kühlmittels und der damit verbundene elektrische Energieaufwand. Der Wirkungsgrad ist etwa umgekehrt proportional zur Temperatur.



Abbildung 5.2: Eine typische Kühlanlage mit maximaler Kühlleistung von 1,4 MW [32]

Der Energieaufwand (Energieeffizienz) beträgt etwa ein Drittel: Die abgeführte Wärmeleistung (z.B. 1000 kW) ist damit dreimal größer als die aufgewendete elektrische Leistung (z.B. 300 kW).

Im Winter bei Außentemperaturen etwa niedriger als 5 °C ist auch ein so genanntes „free cooling“ möglich, bei dem die Kühlmaschine ersetzt wird durch einen einfachen Wärmetauscher, der mit der kalten Umgebungsluft arbeitet: ein solcher Wärmetauscher wird installiert mit der Möglichkeit des Umschaltens und der Energieeinsparung an kühleren Tagen.

5.2 Kühlrohre

Die Dimensionierung der Kühlrohre ist eine wichtige Aufgabe der Projektierung des Kühlsystems. Prinzipiell kann man Kunststoff und Edelstahl als Rohrwerkstoff verwenden. Um Korrosionsprobleme sowie elektrische Probleme (z.B. Verluste) zu vermeiden, werden Kunststoffrohre, z.B. aus Polyethylen (PE), bevorzugt.

Die Vorteile der Polyethylenrohre liegen in der Korrosionsbeständigkeit, der Rissbeständigkeit, dem geringen Gewicht, der einfachen Verbindungstechnik und dem günstigen Preis. Deshalb werden im Folgenden nur die Kühlrohre aus PE betrachtet.

Rohre aus PE werden überwiegend für Druckrohrleitungen eingesetzt. Daher ist die Widerstandsfähigkeit gegenüber mechanischer, aber auch thermischer Langzeitbelastung eines der wichtigsten Kriterien für die Anwendbarkeit der PE-Rohre. Als Rohrwerkstoff hat man mit Polyethylen inzwischen fast fünfzigjährige Erfahrung gesammelt.

Moderne PE 80- und PE 100-Werkstoffe sind auf die Anwendung als Druckrohrwerkstoffe optimiert. Nach der Festigkeit des PE-Werkstoffs werden die Kennzeichnungen vergeben. PE 100 steht z. B. für einen Werkstoff mit einer MRS (Minimum Required Strength) von 10,0. Das bedeutet, dass der Werkstoff bei einer Umgebungstemperatur von 20°C die Mindestfestigkeit von 10,0 N/mm² besitzt. Die MRS ist abhängig von der Temperatur. Je höher die Temperatur ist, desto stärker sinken die Festigkeit und auch die Lebensdauer. Da bei VPE-Kabeln von einer Lebensdauer von 40 Jahren ausgegangen wird, sind auch die PE-Rohre für die Betriebsdauer dimensioniert.

Gemäß DIN EN 12201 [39] wird der zulässige Betriebsüberdruck MOP (Maximum Operating Pressure) aus der Festigkeit MRS und dem Verhältnis Außendurchmesser zur Wanddicke SDR berechnet:

$$MOP = \frac{20 \cdot MRS}{C \cdot (SDR - 1)} \quad C = 1,25 \text{ (Sicherheitsfaktor für Wasser)} \quad (5.1)$$

Bei der Festlegung der Kühlrohre darf die Druckdifferenz des Kühlwassers den MOP-Wert auf keinen Fall berschreiten.

Beispiel:

Die Khlwasserstrmungsgeschwindigkeit wird mit 1 m/s angenommen. Der Khlrohrwerkstoff ist PE 100. Die Wanddicke der Rohre liegt bei 15 mm, und der Außendurchmesser ist 180 mm, Kühlrohrlänge 5.000 m (Kühlabschnittlänge 2.500 m). Wassertemperatur variiert zwischen 15 °C und 60 °C.

Folgende Berechnungen werden durchgeführt:

Aus Gl. (4.2) wird die Reynoldszahl berechnet:

$$Re = 150.000$$

Die Strömung **vollständig** turbulent ist.

Aus Gl. (4.1) und Gl. (4.7) gibt es für den Reibungsbeiwert und die Druckdifferenz:

$$\lambda_{RB} = 0,0163,$$

$$\Delta p \approx 2,73 \text{ bar.}$$

Bei der minimalen Wassertemperatur – 15 °C - der Kühlrohre wird der maximal zulässige Betriebsüberdruck aus Gl. (5.1) und mit Hilfe der entsprechenden Referenzkennlinie [34] (Anlage 1) mit einer Lebensdauer von 40 Jahren gerechnet:

$$\text{MOP} \approx 16,72 \text{ bar.}$$

Bei der maximalen Wassertemperatur – 60 °C - der Kühlrohre hat der minimale zulässige Betriebsüberdruck:

$$\text{MOP} \approx 5,09 \text{ bar.}$$

D.h. die ausgewählten Kühlrohre können normalerweise die technischen Anforderungen erfüllen.

5.3 Lebensdauer von Kühlrohren

Um Alterungsverhalten und Lebensdauer von Rohrwerkstoffen zu beurteilen, wird häufig das Arrhenius-Gesetz eingesetzt. Dadurch kann man durch höhere Prüftemperaturen in kürzerer Zeit durch Extrapolation auf längere Zeiträume, z.B. auf die gesamte Lebensdauer, bei niedrigeren Temperaturen schließen.

Angewandt auf Polyethylen lautet das Arrhenius-Gesetz [35] [36]:

$$E = (1,9152 \cdot 10^2) \frac{\log \frac{t_{B1}}{t_0} - \log \frac{t_{B2}}{t_0}}{\frac{T_0}{T_1} - \frac{T_0}{T_2}} \cdot \frac{\text{kJ}}{\text{mol}} \quad (5.2)$$

mit:

- E Aktivierungsenergie,
- t_{B1} Standzeit bei der Temperatur T_1 ($t_0 = 1 \text{ h}$),
- t_{B2} Standzeit bei der Temperatur T_2 und
- T_1, T_2 absolute Temperatur ($T_0 = 1 \text{ K}$).

Durch die Berechnung der Aktivierungsenergie E nach Westphal kann man in kürzerer Prüfzeit die Lebensdauer der PE-Rohre prognostizieren.

Für Polyethylen mit üblicher Wrmestabilisierung bedeutet danach bei 80 °C von einem Jahr, dass bei 20 °C die Wärmealterung nicht vor 100 Jahren beginnt [14].

Neben der Temperatur ist der auf die Rohre wirkende Innendruck (Vergleichsspannung) ein wichtiger Einflussfaktor der Lebensdauer. Abb. 5.3 zeigt das typische Zeitstandverhalten bei dem so genannten Zeitstand-Innendruckversuch.

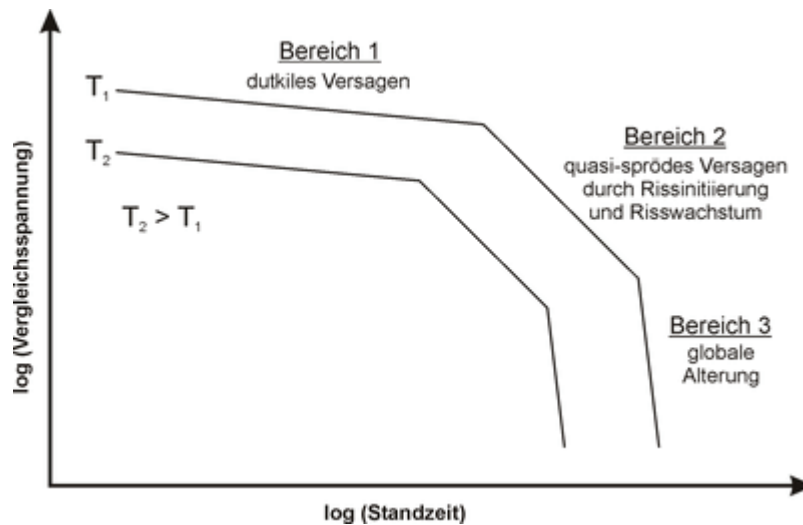


Abbildung 5.3: Schematische Darstellung des Zeitstandverhaltens von PE-Rohren
(Quelle: de.Wikipedia.org)

Beaufschlagt man PE-Rohre mit einem Innendruck, kommt es je nach anliegender Vergleichsspannung bzw. Belastungszeit zu unterschiedlich ausgeprägten Versagensmechanismen. Grundsätzlich unterscheidet man drei Versagensformen, die je einem Bereich in der Zeitstandkurve zugeordnet sind. Ob ein PE-Rohr alle drei Kurvenabschnitte oder nur einzelne Bereiche der Zeitstandkurve aufweist, hängt vom Werkstoff selbst sowie von den Prüfbedingungen ab. Weiterhin ist anzumerken, dass mit steigender Temperatur bei gleich bleibender Vergleichsspannung (Innendruck) geringere Standzeiten erhalten werden [36].

Im Bereich 1 tritt duktiles Versagen auf. Je nach Materialeigenschaft und Betriebsdruck kann dies bis zu Jahrzehnten dauern. Mit steigender Temperatur kann dieser Vorgang beschleunigt werden. In diesem Vorgang können die PE-Rohre mit relativ hohem Innendruck, z.B. mehr als 10 bar, betrieben werden.

Im Bereich 2 dürfen die PE-Rohre nicht mehr wie im Bereich 1 mit so hohem Druck beaufschlagt werden, sondern der Betriebsdruck muss herabgesetzt werden. Diese Periode kann ebenfalls mehrere Jahre andauern, insbesondere bei einer starken Druckminderung. Die mikroskopischen Besonderheiten werden durch spröde Brücken und Risswachstum gekennzeichnet.

Der Bereich 3 kennzeichnet die so genannte „Globale Alterung“, bei der die PE-Rohre nur bei stark reduziertem Druck arbeiten dürfen. In dieser Phase muss trotz geringer mechanischer Belastung schon ein Bruch des Rohres befürchtet werden. Die Betriebsdauer in dieser Phase ist unabhängig vom Innendruck der PE-Rohre.

Die maximale Einsatzdauer von Polyethylen wird durch die Temperaturalterung bzw. globale Alterung (Bereich 3 in Abb. 5.3) begrenzt.

In DIN 8075 [38] ist das Verhältnis der Lebensdauer t , Innendruck-Festigkeit σ und absolute Temperatur T durch die Referenzkennlinie (s. Anlage 1) dargestellt. Die Referenzkennlinie basiert auf der Gleichung:

$$\log \frac{t}{t_0} = A + \frac{C}{T} + D \cdot \log \frac{\sigma}{\sigma_0} \quad (5.3)$$

mit:

- A, C, D Koeffizienten aus Tabelle wie folgt,
 T absolute Temperatur,
 σ Innendruck-Festigkeit ($\sigma_0 = 1 \text{ N/mm}^2$) und
 t Standzeit bei T und σ ($t_0 = 1 \text{ h}$).

| Werkstoff- Bezeichnung | Teil der Referenzkennlinien | Koeffizienten | | |
|---------------------------|-----------------------------|---------------|------------|----------|
| | | A | C (1/K) | D |
| PE 100 | Bereich 1 | -38,9375 | 24482,4670 | -38,9789 |
| | Bereich 2 | -20,3159 | 9342,6930 | -4,5070 |

Tabelle 5.1: Ausschnitt aus Koeffizienten zur Berechnung der Referenzkennlinie [38]

Die Innendruck-Festigkeit σ ist die Festigkeit eines mit Innendruck p beaufschlagten Rohres und berechnet sich nach

$$\sigma = p \cdot \frac{d-s}{2s}, \quad (5.4)$$

wobei d der Außendurchmesser und s die Wanddicke ist. Um die Festigkeit σ ins Diagramm der Anlage 1 einzusetzen, muss die Einheit in N/mm^2 umwandelt werden. Je nach Übertragungsmedium muss man hier den entsprechenden Sicherheitsfaktor berücksichtigen.

Die Lebensdauer von Kühlrohren wird bezogen auf die konkrete Kabeltrasse im Abschnitt 9 weiter erörtert.

6 Übertragung von Windenergie mit einer 110-kV-Kabelanlage

Zahlreiche Windkraftanlagen (abgekürzt: WKA) in Nord- und Ostsee befinden sich in der Planungsphase. Um die erzeugte Energie abzuführen, müssen einerseits Offshore- und Onshore-Verbindungen vom Windpark zum Netzanschlusspunkt und andererseits ein Ausbau des vorhandenen Transportnetzes in den küstennahen Gebieten realisiert werden. Das im Jahr 2006 in Kraft getretene Infrastrukturplanungsbeschleunigungsgesetz vereinfacht die Planungs- und Genehmigungsverfahren, besonders für den Netzausbau mit Kabelanlagen [61].

In [40], [41] und [42] werden Ausführungsvarianten von Netzverstärkungsmaßnahmen für das 110-kV-Netz mit einer typischen Übertragungsleistung von 380 MVA vorgeschlagen. In diesem Abschnitt werden hierzu einige Szenarien ausgewählt und sowohl im stationären als auch im transienten Verfahren sowie unter Berücksichtigung einer thermischen Stabilisierung, besonders im (n-1)-Fall, einer ausführlichen Analyse unterzogen. Der Schwerpunkt dieses Abschnitts liegt bei der Untersuchung der lateralen Zwangskühlung. Mit dem im vorherigen Abschnitt verifizierten Berechnungsverfahren werden hier einige konkrete Beispiele analysiert und die Besonderheiten der lateralen Kühlung demonstriert.

6.1 Stationäre Berechnung für eine 110-kV-Kabelanlage mit natürlicher Kühlung

Eine 110-kV-Kabelanlage wird zunächst im stationären Zustand unter Berücksichtigung einer eventuellen partiellen Bodenaustrocknung sowie einer thermischen Stabilisierung untersucht. Die Kabelsysteme sind mit einem Belastungsgrad $m = 1,0$ gleichbleibend belastet.

Die Kabelanlage muss das (n-1)-Kriterium erfüllen und wird deshalb so geplant, dass beim Ausfall eines Kabelsystems das verbleibende System (oder die Systeme) die Nennleistung von 380 MVA weiterhin abführen kann. Dies hat zur Folge, dass jedes Kabelsystem der z.B. zwei Systeme bei Normallast nur die Hälfte des Nennstromes führt, wodurch nur ein Viertel der ohmschen Verluste und auch nur ein Viertel der Kabelerwärmung gegeben sind. Somit befindet sich die Leitertemperatur im Normalbetrieb weit unterhalb ihrer zulässigen Grenze. Im Folgenden werden die thermischen Untersuchungen deshalb nur im (n-1)-Fall durchgeführt, in dem die Kabel stark belastet werden.

6.1.1 Zwei Kabelsysteme in Einebeneanordnung

In [40] wird angegeben, dass eine Übertragungsleistung von 380 MVA (Dauerlast) im Hinblick auf die geforderte (n-1)-Sicherheit mit zwei Kabelsystemen nur in einer Einebenean-

ordnung mit einem lichten Abstand der Kabel von 0,3 m, mit Hilfe einer thermischen Stabilisierung mit Magerbeton ($\lambda = 1,0 \text{ W/(K} \cdot \text{m)}$) unter Berücksichtigung partieller Bodenaustrocknung realisiert werden kann. Jedes 110-kV-VPE-Einleiterkabel muss hierzu einen Kupferquerschnitt von 2500 mm^2 aufweisen. Es wird ein entsprechender Kabelgraben für zwei Kabelsysteme mit einer Breite von mehr als 3,4 m benötigt (Abb. 6.1).

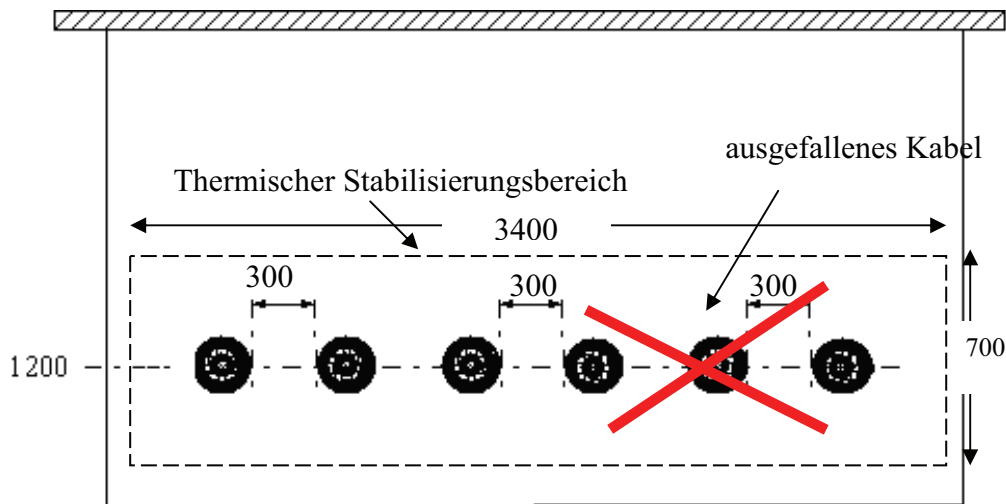


Abbildung 6.1: Skizze der Trasse mit zwei flach verlegten Systemen, 110-kV-VPE-Einleiter-Kabel mit einem Cu-Leiterquerschnitt von 2500 mm^2 , Legetiefe 1,2 m, lichter Abstand 0,3 m

Werden keine thermische Stabilisierung und keine partielle Bodenaustrocknung berücksichtigt, dann beträgt der Kabelabstand ca. 0,4 m (Abb. 6.2).

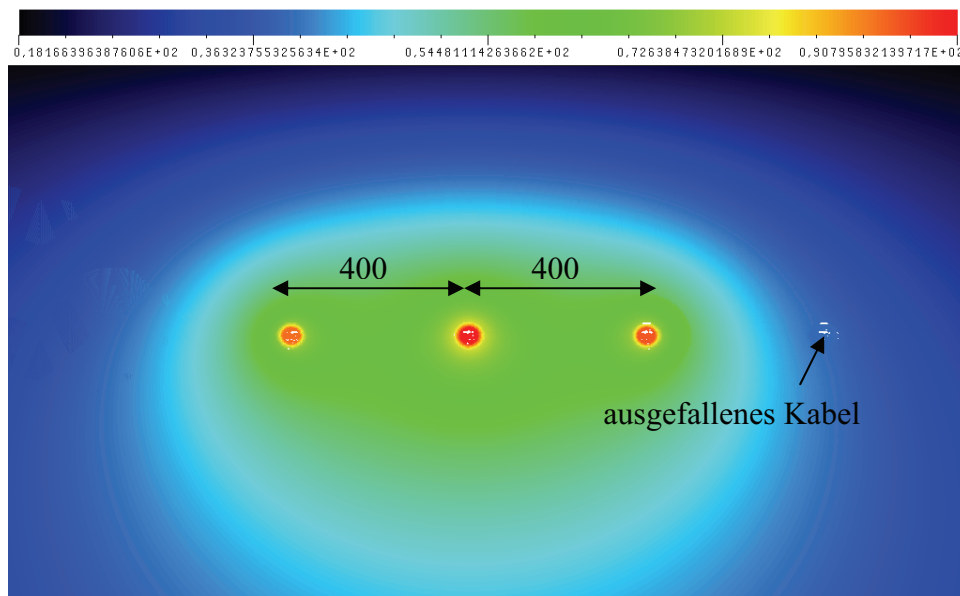


Abbildung 6.2: Temperaturverteilung einer 110-kV-Kabelanlage mit zwei in Einebene angeordneten verlegten VPE-Einleiter-Kabelsystemen, Cu-Leiterquerschnitt von 2500 mm^2 , im (n-1)-Fall, Dauerlast $1 \times 1995 \text{ A}$ ($1 \times 380 \text{ MW}$), Kabelabstand 0,4 m, ohne partielle Bodenaustrocknung (Wärmeleitfähigkeit des Erdbodens $\lambda = 1,0 \text{ W/(K} \cdot \text{m)}$)

Abb. 6.2 zeigt die Temperaturverteilung der Kabel und des umgebenden Bodens für den Fall, dass bei Ausfall eines Kabelsystems (rechts) das verbleibende System (links) die gesamte Nennleistung von 380 MVA weiterhin abführt. Die höchste Temperatur tritt in dem mittleren Kabelleiter auf und erreicht den Grenzwert von 90 °C.

Bei Berücksichtigung einer partiellen Bodenaustrocknung müssen die Systeme ohne Hilfe einer thermischen Stabilisierung einen Kabelabstand von mehr als 0,5 m und eine Grabenbreite von ca. 5,0 m aufweisen. Deswegen wird solche Lösung hier aufgrund des Aufwandes nicht berücksichtigt.

Weiterhin wird alternativ auch eine thermische Stabilisierung mit einem neuen Rückfüllmaterial mit einer Wärmeleitfähigkeit von $\lambda = 4,0 \text{ W/(K}\cdot\text{m)}$ anstatt Magerbeton im Kabelgraben diskutiert. Ferner wird auch die Möglichkeit einer partiellen Bodenaustrocknung in Betracht gezogen.

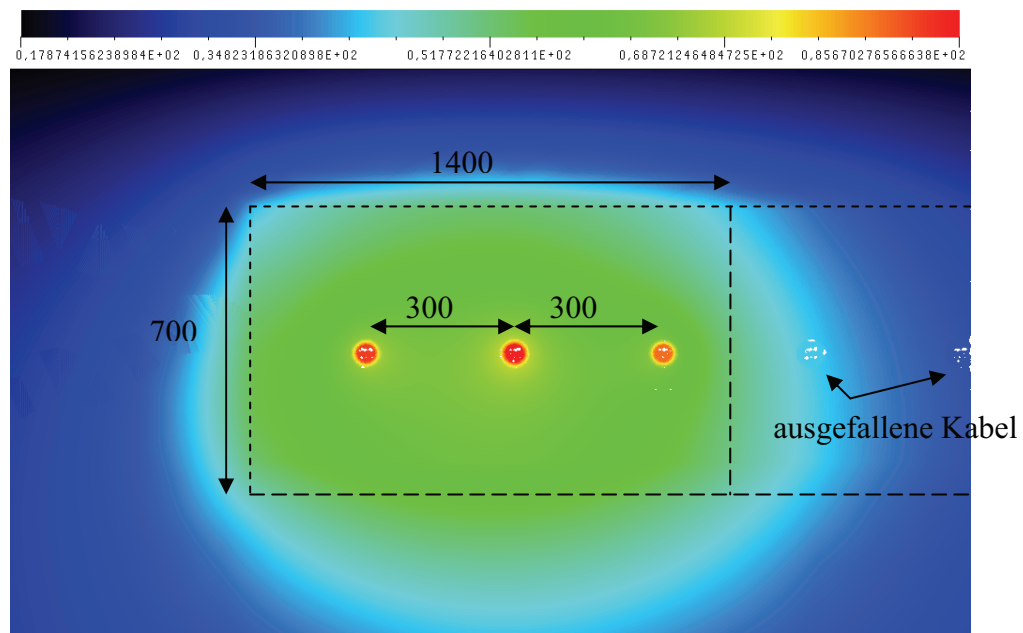


Abbildung 6.3: Temperaturverteilung der 110-kV-Kabelanlage mit zwei in Einebeneanordnung verlegten VPE-Einleiter-Kabelsystemen, Cu-Leiterquerschnitt von 2500 mm^2 , im (n-1)-Fall, Dauerlast $1 \times 1995 \text{ A}$ ($1 \times 380 \text{ MW}$), Kabelabstand $0,3 \text{ m}$, partielle Bodenaustrocknung (Wärmeleitfähigkeit $\lambda = 0,4/1,0 \text{ W/(K}\cdot\text{m)}$), Bereich thermischer Stabilisierung ($0,7 \text{ m} \times 1,4 \text{ m}$) für ein Kabelsystem mit $\lambda = 4,0 \text{ W/(K}\cdot\text{m)}$ (strichpunktierte Linie)

Mit einer solchen Anordnung in Abb. 6.3 beträgt die Grabenbreite ca. 3,0 m. Der Verlustleistungsbelag pro Kabel liegt bei 55 W/m . Die höchste Temperatur des verbleibenden Kabelsystems beträgt in diesem Fall ca. 85 °C . Die Ausdehnung der thermischen Stabilisierung ist in Abb. 6.3 leicht erkennbar.

Aus den vorstehenden Ergebnissen kann man ableiten, dass eine solche Einebeneanordnung nicht nur aufgrund des Kabelleitermaterials (2500 mm^2 Kupfer) und der Grabenbreite

aufwendig ist, sondern erfahrungsmäßig wegen der hohen Werte der magnetischen Induktionen nicht erwünscht ist. Unmittelbar oberhalb der Kabelanlage ist bei gleichem Strom die hervorgerufene magnetische Induktion sogar höher als diejenige unterhalb einer Freileitung [40]. Die konkreten Werte der von Kabeln hervorrufenden magnetischen Induktion werden im Abschnitt 6.1.3 näher erläutert.

In [43], [62] und [69] wird ein Lösungskonzept mit passiven Kompensationsleitern vorgeschlagen, wodurch die magnetischen Felder deutlich reduziert werden können. In [69] gibt es hierzu konkrete und ausführliche Beschreibungen. Im Folgenden werden allerdings solche Kompensationsleiter nicht berücksichtigt.

6.1.2 Drei Kabelsysteme in gebündelter Kabelanordnung

Eine Möglichkeit, die Magnetfelder vom Kabel gering zu halten, ist die gebündelte Verlegung, d.h. die Legung der Kabel im dichten Dreieck. In diesem Abschnitt sollen nun solche gebündelten Kabelanordnungen untersucht werden. Um hierbei eine Übertragungsleistung von 380 MVA abzuführen, sind ohne zusätzliche Hilfsmaßnahmen mindestens drei Kabelsysteme erforderlich, wenn eine (n-1)-Redundanz realisiert werden muss. Die magnetische Induktion ist durch die symmetrische Dreieckanordnung der Kabeladern wesentlich geringer als bei der Einebenenordnung. Dies wurde in [41] und [42] durch zahlreiche Berechnungen nachwiesen.

Darüber hinaus führt die gebündelte Kabelanordnung auch zu geringeren Grabenbreiten (Abb. 6.4), wodurch sich die Baukosten verringern lassen. Um auch die Kabelkosten niedrig zu halten, sollen Kabel mit Al-Leitern statt mit Cu-Leiter mit jeweils den Querschnitten von 2000 mm^2 und 2500 mm^2 untersucht werden.

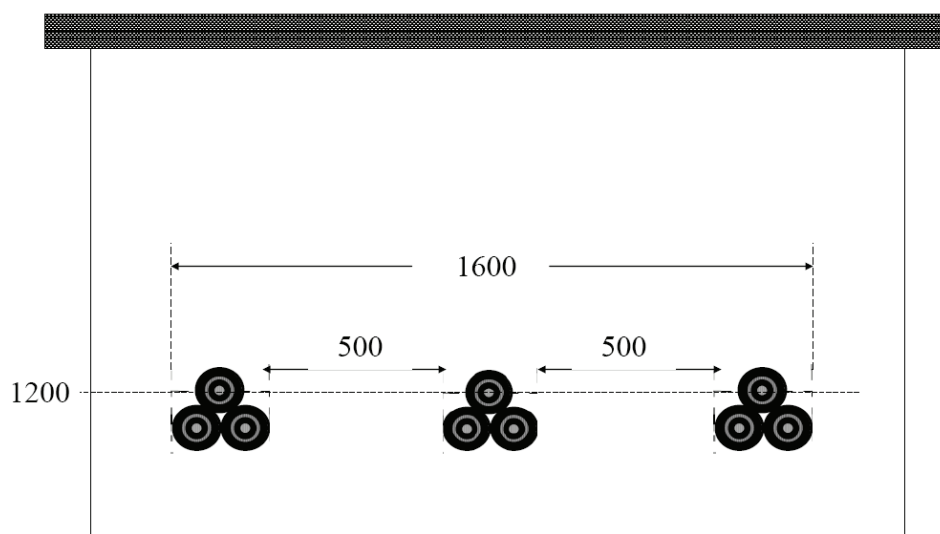


Abbildung 6.4: Skizze der Trasse aus drei gebündelten verlegten Systemen, 110-kV-VPE-Einleiter-Kabel mit einem Al-Leiterquerschnitt von 2000 mm^2 , Legetiefe 1,2m, lichter Abstand 0,5 m

Gestützt auf Voruntersuchungen an Kabelsystemen mit einem Leiterquerschnitt von 2000 mm^2 wird davon ausgegangen, dass die in Abb. 6.4 gezeigte Anordnung eine Leistung von 380 MVA übertragen kann, wenn eine partielle Bodenaustrocknung ausgeschlossen wird. Der Gesamtverlustleistungsbelag beträgt daher ca. 85 W/m je System. Der entsprechende Graben weist eine Breite von ca. $1,8 \text{ m}$ auf.

Die Systemanordnung mit Kabeln mit einem Leiterquerschnitt von 2000 mm^2 unter Berücksichtigung partieller Bodenaustrocknung ist so ungünstig, dass der Abstand zwischen den Kabelsystemen sogar bei Einsatz einer besonderen thermischen Stabilisierung ($\lambda = 4,0 \text{ W/(K} \cdot \text{m)}$) ca. 1 m betragen muss, was zu einer Grabenbreite von mindestens $3,3 \text{ m}$ führt.

Für eine Vergrößerung des Leiterquerschnittes von 2000 mm^2 auf 2500 mm^2 wird in Abb. 6.5 eine Temperaturverteilung der Kabelsysteme und des Erdbodens im (n-1)-Fall gezeigt.

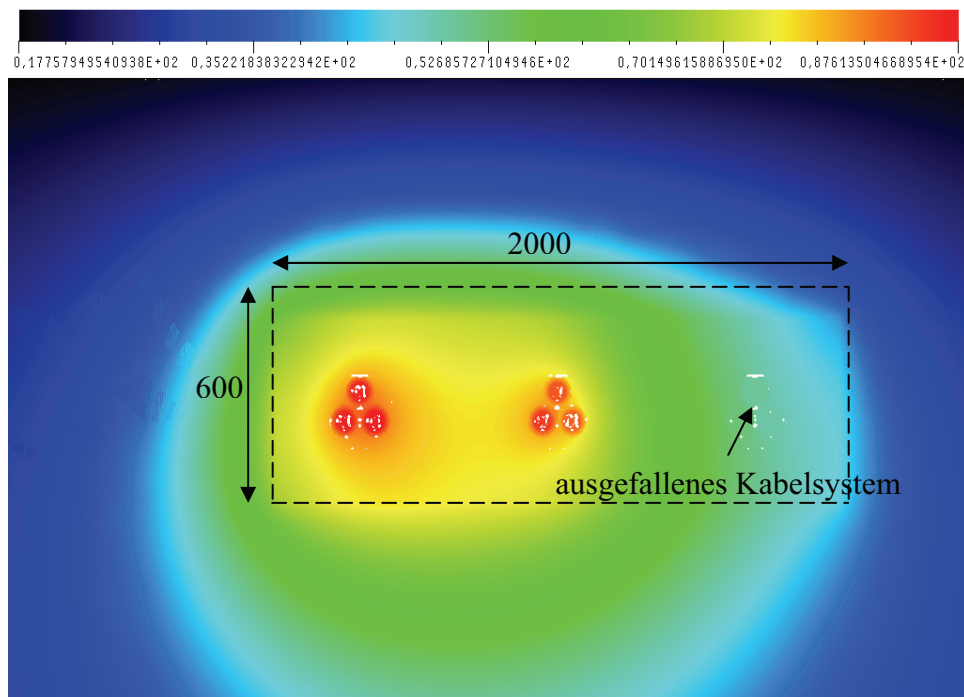


Abbildung 6.5: Temperaturverteilung der 110-kV-Kabelanlage mit drei gebündelten VPE-Einleiterkabelsystemen, Al-Leiterquerschnitt von 2500 mm^2 , im (n-1)-Fall, Dauerlast $2 \times 998 \text{ A}$, ($2 \times 190 \text{ MW}$), Systemabstand $0,5 \text{ m}$, mit Bodenaustrocknung (Wärmeleitfähigkeit $\lambda = 0,4/1,0 \text{ W/(K} \cdot \text{m)}$), Bereich der thermischen Stabilisierung ($\lambda = 4,0 \text{ W/(K} \cdot \text{m)}$) (strichpunktierte Linie)

Für diese Anordnung ergibt sich ein Gesamtverlustleistungsbelag von 76 W/m je System. Die höchste Leitertemperatur beträgt $88 \text{ }^\circ\text{C}$. Weiterhin ist die Grenzlinie der thermischen Stabilisierung deutlich erkennbar.

6.1.3 Vergleich der elektrischen und magnetischen Felder

Im Gegensatz zu Freileitungen bewirken die Kabel aufgrund ihrer Konstruktion im Außenraum keine zusätzlichen elektrischen Felder. Deswegen wird hier nur das magnetische Feld diskutiert. Bei einer Langzeitbelastung durch Magnetfelder werden die folgenden Auswirkungen befürchtet [44]:

- erhöhtes Krebsrisiko, Zunahme der Kinderleukämie,
- erhöhte Fehlgeburtenrate,
- Gehirnschädigungen/degenerative Gehirnerkrankungen und
- Zunahme der Elektrosensibilität.

Einer Empfehlung der ICNIRP [64] folgend, legt die BimSchV [65] den Vorsorge-Grenzwert der magnetischen Induktion für den Dauer-Aufenthaltsbereich von Menschen für 50-Hz-Felder auf 100 μT fest.

In der Tabelle 6.1 werden die maximalen magnetischen Induktionen unmittelbar zu den bereits diskutierten Kabelanlagen mit den oben beschriebenen Verlegearten zusammengefasst:

| Betriebsart | Höhe über Erdboden | 2000 mm ² Alu-Leiter, gebündelt Legetiefe 1,2 m [μT] | 2500 mm ² Alu-Leiter, gebündelt Legetiefe 1,2 m [μT] | 2500 mm ² Cu-Leiter, flach, Legetiefe 1,2 m [μT] |
|---------------|--------------------|--|--|--|
| Normalbetrieb | 0,2 m | 11,0 | 13,4 | 98 |
| | 1,0 m | 5,7 | 6,4 | 53 |
| (n-1)-Betrieb | 0,2 m | 13,1 | 15,4 | 145,6 |
| | 1,0 m | 6,4 | 6,9 | 59,4 |

Tabelle 6.1: Maximale Werte der magnetischen Induktion von Kabelanlagen nach Abschnitten 6.1.1 und 6.1.2, Übertragung von 380 MVA, Normalbetrieb und (n-1)-Fall, in 1,0 m und in 0,2 m Höhe über dem Erdboden

Es ist ersichtlich, dass das magnetische Feld bei Einebeneanordnungen im Außenraum deutlich ausgeprägter ist. Im Vergleich mit der gebündelten Verlegung ist die magnetische Induktion fast zehnmal höher.

6.1.4 Folgerungen

Die vorstehenden Untersuchungen zeigen, dass die Einebeneanordnungen zunächst wegen der Grabenbreite und auch aufgrund der großen erforderlichen Leiterquerschnitten zu einem großen Aufwand führen können. Zudem rufen solche Einebeneanordnungen, wie sie zur besseren Wärmeabfuhr benötigt werden, oft hohe magnetische Induktionen hervor. Obwohl sich die magnetischen Felder durch Kompensationsleiter [69] verringern lassen,

müssen dann aber weitere Nachteile z.B. zusätzliche Kosten für Material und Installation sowie zusätzliche Verluste der Kabelanlage in Kauf genommen werden.

Mit gebündelten Verlegeanordnungen lassen sich die magnetische Felder niedrig halten. Nachteilig ist, dass sich die Leitertemperaturen wegen der gegenseitigen Erwärmung erhöhen. Eine direkte Konsequenz ist die Reduktion der Belastbarkeit der Kabelsysteme. Möglichkeiten, diese Minderung zu vermeiden, sollen in den folgenden Abschnitten besprochen werden.

Darüber hinaus kann die geplante Kabelanlage, die nur der Übertragung der Windenergie dient, bei Projektierung für eine Dauerspitzenlast ($m = 1,0$), überdimensioniert werden, weil die Leitertemperaturen erfahrungsmäßig weiter unter ihre höchstzulässige Grenze bleiben [73]. Im Weiteren kann eine partielle Bodenaustrocknung, welche die Belastbarkeiten der Kabel merklich verringern wurde, aufgrund der fluktuierenden Übertragungsleistung der Windenergie, der niedrigen Leitertemperaturen im Normalbetrieb und der begrenzten Dauer des (n-1)-Betriebs⁴ ausgeschlossen werden. Weil Kabel große temporäre Überlastbarkeiten haben, wird die transiente Erwärmung der Kabel im nächsten Abschnitt im (n-1)-Fall untersucht, ohne eine partielle Bodenaustrocknung zu berücksichtigen.

6.2 Transiente Berechnung für die Windenergieübertragung im (n-1)-Fall

Im Folgenden werden transiente Berechnungen der Erwärmung von Kabelanlagen im (n-1)-Fall unter Berücksichtigung der Windstatistik durchführt. Die geplante Kabelanlage wird bei unterschiedlichen Vorlasten und mit Hilfe einer thermischen Stabilisierung untersucht. Wegen der hohen Materialkosten des Kupfers werden in den folgenden Untersuchungen nur Einleiter-Kabel mit Aluminium-Leiterquerschnitten von 1800 mm², 2000 mm² und 2500 mm² betrachtet.

Ziel dieses Abschnitts ist, die temporäre Überlastbarkeit einer Kabelanlage im Störfall zu untersuchen. Damit können die Redundanzen der Kabel ausgenutzt werden, um ein Störungsmanagement zu arrangieren.

6.2.1 Kabelbelastbarkeit unter Berücksichtigung der Windstatistik

Mit Hilfe der mittleren Windgeschwindigkeit \bar{v} kann man zunächst die Windgeschwindigkeitsverteilung $f(v)$ durch eine Rayleigh-Verteilung beschreiben [47]:

$$f(v) = \frac{\pi}{2} \cdot \frac{v}{\bar{v}^2} \cdot \exp\left(-\frac{\pi}{4} \cdot \frac{v^2}{\bar{v}^2}\right). \quad (6.1)$$

⁴ Ausfallrate und Ausfalldauer der Kabelanlagen werden im Kapitel 8 weiter diskutiert.

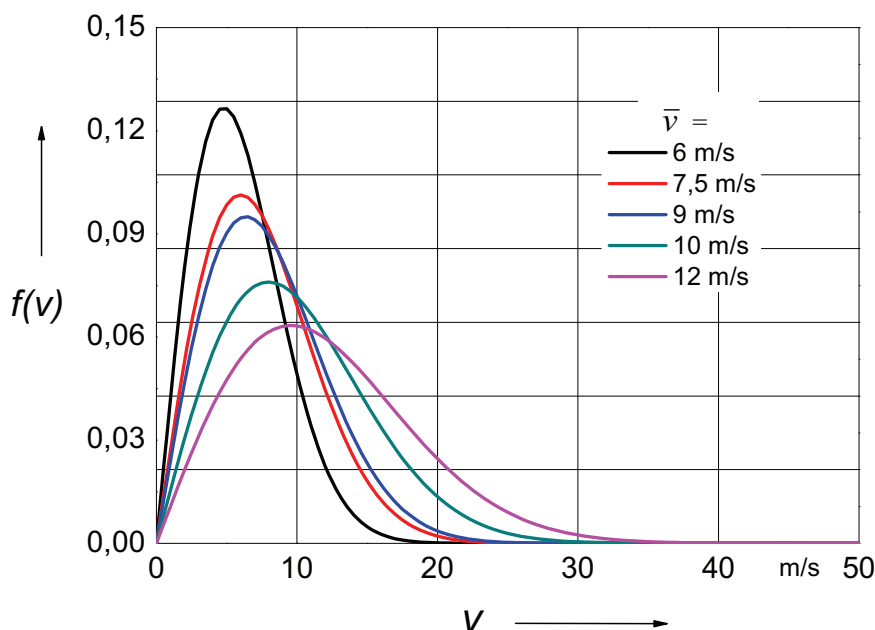


Abbildung 6.6: Rayleigh-Verteilung der Windgeschwindigkeiten v mit der mittleren Windgeschwindigkeit \bar{v} als Parameter

Die mittlere Windparkleistung (Erwartungswert) lässt sich durch:

$$\bar{P}_{WP} = \int_0^{\infty} f(v) \cdot P_{WP}(v) \cdot dv \quad (6.2)$$

berechnen, wenn man die Abhängigkeit der Windparkleistung von der Windgeschwindigkeitsverteilung in Betracht zieht [45].

Der Kabelverlustbelag P_1' , der in guter Näherung vom Quadrat des Leiterstromes abhängig ist, lässt sich als Funktion der Windgeschwindigkeit darstellen. Für kurze Drehstromkabel, bei denen der Ladestrom noch vernachlässigt werden kann, gilt:

$$\frac{I}{\hat{I}} \approx \frac{P_{WP}}{\hat{P}_{WP}} \quad \text{und} \quad \frac{P_1}{\hat{P}_1} \approx \left(\frac{I}{\hat{I}}\right)^2. \quad (6.3)$$

Der bezogene Strommittelwert q und Kabelverlustmittelwert p werden definiert mit

$$q = \frac{I}{\hat{I}} \quad \text{sowie} \quad p = \frac{P_1}{\hat{P}_1}. \quad (6.4)$$

Den zeitlichen Mittelwert (Erwartungswert) des Kabelverlustbelags \bar{P}_1 erhält man im Hinblick auf die Windstatistik durch:

$$\bar{P}_1 = S_{P_1}(\infty) = \int_0^{\infty} f(v) \cdot P_1(v) \cdot dv. \quad (6.5)$$

In [45] und [48] gibt es ausführliche Herleitungen dieser Formeln und Erläuterungen.

Ist die mittlere Windgeschwindigkeit aus der Windstatistik des Gebietes bekannt, dann können der Strommittelwert bzw. die Kabelverluste berechnet werden. In [11] wird ein höchster Last- bzw. Strommittelwert für Wintermonate von **42,5 %** vorgeschlagen, der auch in den folgenden Untersuchungen angenommen wird.

In [11] wird weiter angegeben, dass nach Auswertung mehrjähriger Winddaten aus Nord- und Ostsee die größte Anzahl aufeinander folgender Tage mit ununterbrochener Volllast des Windparks (d.h. mit Windgeschwindigkeiten von mehr als 12 m/s) extrem selten größer als drei ist (ggf. bis auf seltene statistische Ausreißer). Darüber hinaus liegt die Reparaturdauer einer direkt erdverlegten 110-kV-Kabelanlage erfahrungsmäßig ca. zwei Wochen. Deshalb wird in den folgenden Untersuchungen geprüft, ob die geplante Kabeltrasse in diesem Zeitraum eine im 110-kV-Netz typische windbedingte Übertragungsleistung von 380 MVA im (n-1)-Fall übertragen kann.

6.2.2 Kabelerwärmung im (n-1)-Fall

Durch frühere Berechnungen wurde ermittelt, dass die Belastbarkeit eines Kabelsystems mit Aluminiumleitern in gebündelter Verlegung weit unter der geforderten (n-1)-Übertragungsleistung von 380 MVA liegt. Im Folgenden wird deshalb die Zeitdauer der Überlast untersucht, in der die Leitertemperaturen solcher 110-kV-VPE-Kabel die Grenztemperatur von 90 °C erreichen.

Die Wärmeleitfähigkeit des Kabelgrabens bzw. des umgebenden Erdreichs von Kabelanlagen wird zunächst nach VDE 0298 [78] als 1,0 W/(K·m) angenommen, da sich in der oben genannten Zeitdauer von zwei Wochen noch keine Bodenaustrocknung ausbilden kann. Im Weiteren wird der Graben teilweise thermisch stabilisiert, wie in Abb. 6.7 gezeigt, mit einem speziellen Rückfüllmaterial, welches eine Wärmeleitfähigkeit von 4,0 W/(K·m) aufweist. Aus Kostengründen werden die mit diesem Material ausgefüllten Bereiche sehr klein gehalten.

In den ersten Simulationen werden die Kabel mit jeweils 50 % der Trassen-Nennlast von 380 MVA dauerhaft belastet, welches den Belastungszustand der Kabel während der Starkwindphasen simuliert. Die Leitertemperatur liegt dann z.B. für den Al-Leiterquerschnitt von 2000 mm² ohne thermische Stabilisierung bei 58 °C. Nachdem ein Kabelsystem ausfällt und das verbleibende System doppelt belastet ist, dauert es damit ca. 5,1 Stunden, bis die höchstzulässige Leitertemperatur von 90 °C erreicht wird.

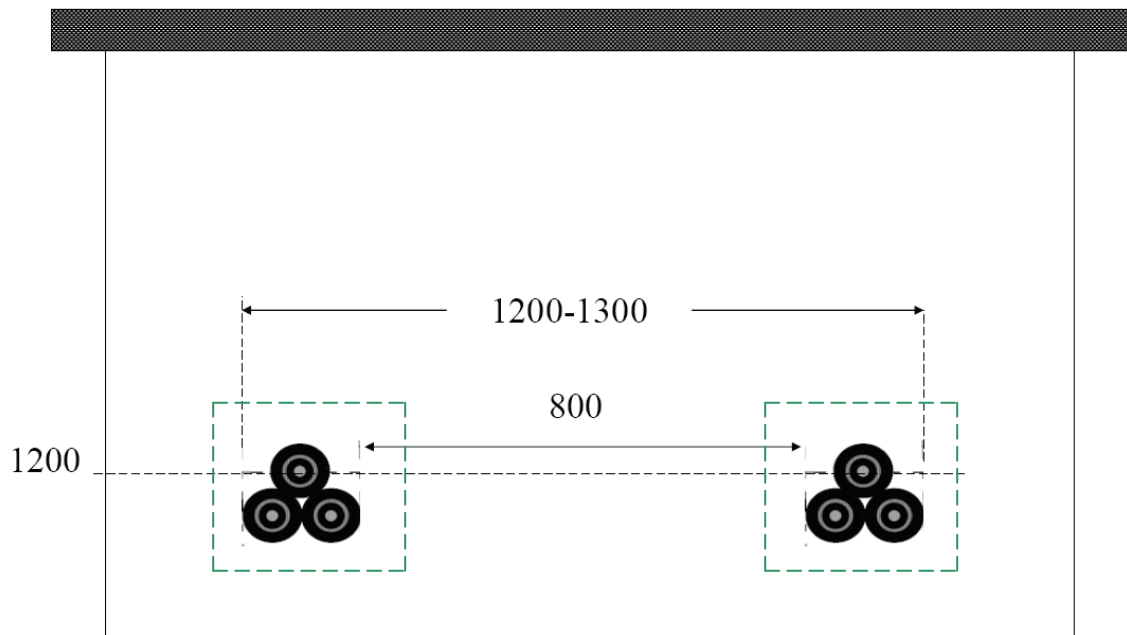


Abbildung 6.7: Verlegeanordnung der Kabelanlage

----- Bereich der thermischen Stabilisierung mit $\lambda = 4,0 \text{ W/(K} \cdot \text{m)}$

Zum Vergleich verlängert sich diese Zeitdauer mit Einsatz einer thermischen Stabilisierung bis auf 8,2 Stunden. Aufgrund des vergrößerten Leiterquerschnitts besitzen die Kabel mit dem Al-Leiterquerschnitt von 2500 mm^2 eine höchstzulässige Überlastdauer von ca. 40 Stunden (Tabelle 6.2).

| Leiterquerschnitt mm^2 | Wärmeleitfähigkeit | Leitertemperatur bei Vorlast mit 50 % der Höchst- last | Zeitdauer bis zum Erreichen einer Leitertemperatur von 90°C |
|------------------------------------|--|---|--|
| 1800 | $\lambda = 1,0 \text{ W/(K} \cdot \text{m)}$ | 66°C | 2,0 h |
| 2000 | | 58°C | 5,1 h |
| 2500 | | 50°C | 20,7 h |
| 1800 | $\lambda = 4,0 \text{ W/(K} \cdot \text{m)}$ (therm. Stabil.) | 64°C | 3,0 h |
| 2000 | | 56°C | 8,2 h |
| 2500 | | 48°C | 40,2 h |

Tabelle 6.2: Leitertemperatur bei Vorlast und Zeitdauer bis zum Erreichen einer Leitertemperatur von 90°C

In der Abb. 6.8 sind die Verläufe der Leitertemperaturen im (n-1)-Fall zusammenfassend dargestellt.

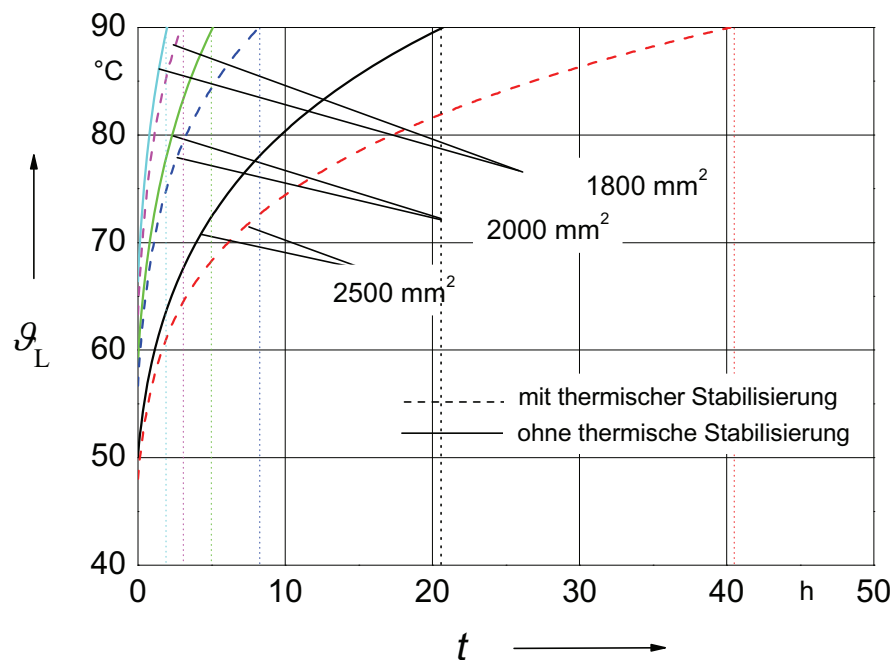


Abbildung 6.8: Leitererwärmungen bei unterschiedlichen Leiterquerschnitten, mit und ohne thermische Stabilisierung, für eine Last von 380 MVA im (n-1)-Fall, vorbelastet mit 2*50 % von 380 MVA

Wird von einer lastflussbedingt erhöhten Normallast der Trasse, wie in [41], von 2*60 % anstatt 2*50 % ausgegangen, so werden die Überlastzeiten bzw. Erwärmungszeiten deutlich verkürzt.

| Leiterquerschnitt mm ² | Wärmeleitfähigkeit | Leitertemperatur bei Vorlast mit 60 % der Höchst- last | Zeitdauer bis zum Erreichen einer Leitertemperatur von 90 °C |
|--------------------------------------|--|---|---|
| 1800 | $\lambda = 1,0 \text{ W/(K} \cdot \text{m)}$ | 91,3 °C | - |
| 2000 | | 80,4 °C | 44 min |
| 2500 | | 67,3 °C | 374 min |
| 1800 | $\lambda = 4,0 \text{ W/(K} \cdot \text{m)}$ (therm. Stabil.) | 86,7 °C | 8 min |
| 2000 | | 77,1 °C | 70 min |
| 2500 | | 67,3 °C | 725 min |

Tabelle 6.3: Leitertemperatur bei Vorlast und Zeitdauer bis zum Erreichen einer Leitertemperatur von 90 °C

Aus Tabelle 6.3 ist ersichtlich, dass die Leitertemperatur der Kabel mit einem Al-Leiterquerschnitt von 1800 mm² bei einer 2*60 %-Vorlast von 380 MVA schon über der

Grenztemperatur von 90 °C liegt. Für die Kabel mit dem Leiterquerschnitt von 2500 mm² und eine thermische Stabilisierung beträgt die längste Erwärmungsdauer in diesem Fall lediglich ca. zwölf Stunden.

Mit dem im Abschnitt 6.2.1 angegebenen relativen Zeitmittelwert des Laststromes für Windlast von 42,5 % wird die transiente Erwärmung weiter untersucht. Tabelle 6.4 zeigt, dass die Kabel mit diesem Zeitmittelwert so gering belastet sind, dass mit Hilfe einer thermischen Stabilisierung die Überlast für die Kabel mit dem Leiterquerschnitt von 2500 mm² bis zu sieben Tagen dauern kann.

| Leiterquerschnitt mm ² | Wärmeleitfähigkeit | Leitertemperatur bei Vorlast mit 42,5 % der Höchst- last | Zeitdauer bis zum Erreichen einer Leitertemperatur von 90 °C |
|--------------------------------------|--|---|---|
| 1800 | $\lambda = 1,0 \text{ W/(K} \cdot \text{m)}$ | 25,6 °C | 18,7 h |
| 2000 | | 23,4 °C | 36,0 h |
| 2500 | | 20,8 °C | 81,1 h |
| 1800 | $\lambda = 4,0 \text{ W/(K} \cdot \text{m)}$ (therm. Stabil.) | 24,6 °C | 31,1 h |
| 2000 | | 22,4 °C | 51,7 h |
| 2500 | | 20,3 °C | 144,3 h |

Tabelle 6.4: Leitertemperatur bei Vorlast und Zeitdauer bis zum Erreichen einer Leitertemperatur von 90 °C

6.2.3 Folgerungen

Die vorangegangenen Berechnungen deuten an, dass die temporären Überlastbarkeiten durch eine thermische Stabilisierung mit einem speziellen Rückfüllmaterial im Kabelgraben erhöht werden können. Zum Beispiel erreicht für Kabel mit einem Aluminium-Leiterquerschnitt von 2500 mm² im normalen Erdreich mit der Wärmeleitfähigkeit $\lambda = 1,0 \text{ W/(K} \cdot \text{m)}$ (ohne partielle Bodenaustrocknung) die Leitertemperatur erst nach ca. 3,5 Tagen ihre Grenze von 90 °C, wenn die Kabelanlage mit dem Zeitmittelwert des Laststromes vorbelastet ist. Mit Hilfe einer thermischen Stabilisierung kann die Zeitdauer dann verdoppelt und auf bis zu sechs Tagen verlängert werden. Es zeigt sich, dass man durch eine thermische Stabilisierung einen großen Zeitraum gewinnt, in dem ein Störungsmanagement des Stromnetzes durchgeführt werden kann [11].

Weiterhin spielt die Vorlast in einem Kabel für seine temporäre Überlast eine wichtige Rolle. In Abb. 6.9 ist Leitererwärmung der Kabel mit einem Leiterquerschnitt von 2500 mm² bei unterschiedlichen Vorlasten verglichen. Es zeigt sich deutlich, dass es erhebliche Unterschiede bei den Zeiten gibt, wenn der Störfall der Kabelanlage mit einer Vorlast des

Zeitmittelwertes oder während der Starkwindphasen passiert. Der Unterschied der Erwärmungszeiten liegt beim angezeigten Beispiel bei mehr als 100 Stunden.

Da die Überlastzeiten aller angegebenen Varianten die vordefinierte Reparaturzeitdauer von zwei Wochen nicht erreichen, wird im Folgenden empfohlen, eine laterale Zwangskühlung einzusetzen, um die Anforderung der Reparaturdauer zu erfüllen.

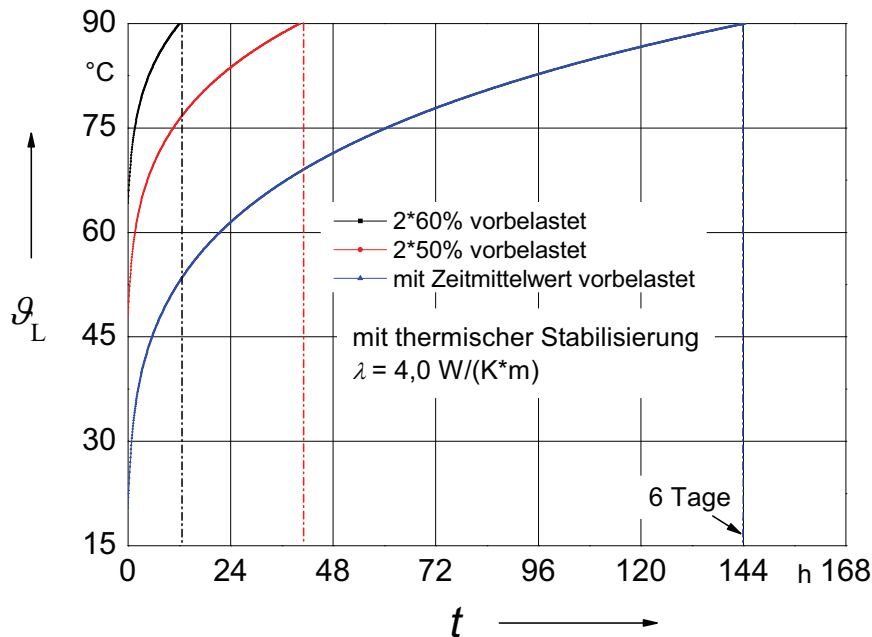


Abbildung 6.9: Leitererwärmung im Störfall, Al-Leiterquerschnitt 2500 mm^2 , mit einer thermischen Stabilisierung $\lambda = 4,0 \text{ W/(K} \cdot \text{m)}$, mit Vorlasten als Parameter

6.3 Untersuchung des transienten Erwärmungsverhaltens bei lateraler Kühlung

In diesem Abschnitt wird zunächst eine 20 km lange 110-kV-Trasse mit lateraler Zwangskühlung untersucht, die unter Beachtung des (n-1)-Kriteriums eine typische Windenergie-last mit einem Höchstwert von 380 MVA transportieren soll. Wie in [50], sind hier zwei Kabelsysteme erforderlich. Im Fehlerfall, dem (n-1)-Fall, soll das intakte System die Trassen-Nennlast S_N von 380 MVA übernehmen und während der Reparaturdauer, die nach konservativer Einschätzung ca. zwei Wochen beträgt, die Leistung von 380 MVA weiter abführen. Zusätzlich zu den im Abschnitt 6.1.4 angegebenen Gründen tritt wegen der eingesetzten Kühlung auf keinen Fall partielle Bodenaustrocknung auf. Deshalb kann die Wärmeleitfähigkeit des umgebenden Erdbodens auch ohne thermische Stabilisierung

$\lambda = 1,0 \text{ W/(K} \cdot \text{m)}$ angenommen werden. Weiterhin wird der Einsatz einer besonderen thermischen Stabilisierung erwogen.

6.3.1 Projektierung von Kabelsystem und Kühlsystem

Auf Basis der vorherigen Berechnungsergebnisse wird entschieden, dass alle weiter zu untersuchenden Kabelsysteme in gebündelter Anordnung verlegt werden, so dass sich einerseits die magnetische Induktion minimieren und andererseits die mit dem Graben verbundenen Baukosten reduzieren lassen. Die 110-kV-VPE-Einleiter-Kabel besitzen Aluminiumleiterquerschnitte von jeweils 1800 mm^2 , 2000 mm^2 und 2500 mm^2 . Die ausführlichen technischen Parameter der Kabel sind in der Anlage A2 zusammengefasst.

Abb. 6.10 zeigt die Verlegeanordnung. Der lichte Systemabstand beträgt $0,8 \text{ m}$ und die Grabenbreite etwa zwei Meter. Die Kühlrohre liegen nah an den gebündelten Kabelsystemen mit einem lichten Abstand von 50 mm , so dass die thermischen Kopplungswärmeüberstände zwischen Kabelsystem und Kühlsystem möglichst gering sind.

Das Kühlwasser strömt in die Kühlrohre II und III ein und durch Kühlrohre I und IV zu Kühlstation zurück, weil die inneren Seiten der Kabelsysteme (Kabel 2 und Kabel 4) gemäß der Vorberechnung sich stärker gegenseitig erwärmen und hierdurch das hinfließende kältere Kühlwasser eine bessere Kühlung erreicht werden soll.

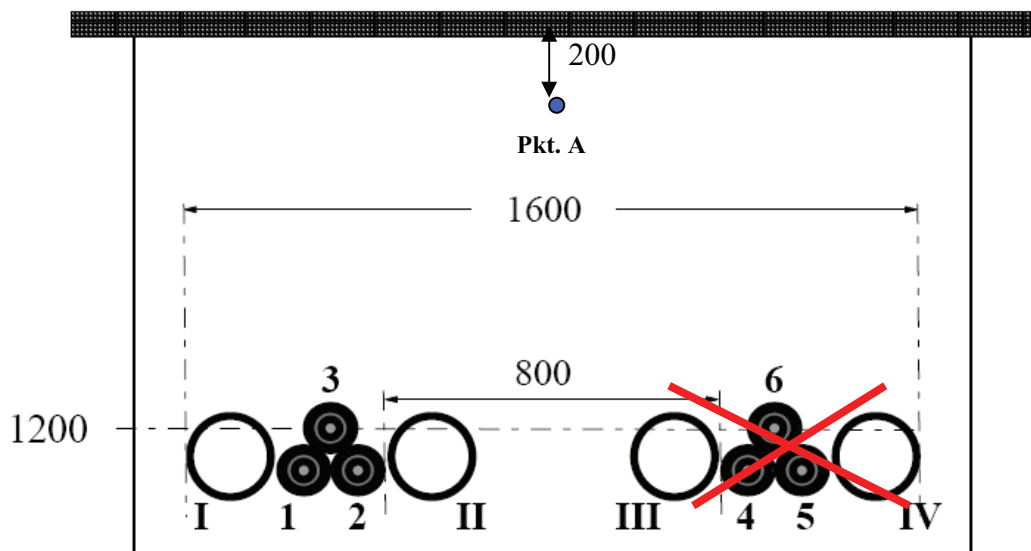


Abbildung 6.10: Verlegeanordnung der Kabelanlage und der entsprechenden Kühlsysteme. Punkt A befindet sich in der Trassenmitte und 20 cm unterhalb der Erdoberfläche; im (n-1)-Fall fällt das rechte Kabelsystem aus.

In der Tabelle 6.5 werden die entsprechenden Daten zu den Kühlrohren angegeben. Aufgrund ihrer guten mechanischen Eigenschaften werden hier PE-Rohre mit dem Material PE 100 vorgesehen. Die Kühlabschnittlänge beträgt hier $7,5 \text{ km}$ bzw. 10 km , so dass bei

Positionierung der Kühlstation in der Trassenmitte die Kühlrohre pro Kabelsystem eine Länge von 15 km bzw. 20 km besitzen (Abb. 6.11).

Die Strömungsgeschwindigkeit des Kühlwassers wird ferner zu 1 m/s angenommen, um eine unzulässige Steigerung des geforderten Drucks zu vermeiden (s. Abb. 4.6).

| | | |
|--------------------|----|-------------|
| Kühlrohre | | PE 100 |
| Außendurchmesser | mm | 180 |
| Dicke | mm | 16,4 |
| SDR | | 11 |
| Kühlabschnittlänge | km | 7,5 oder 10 |

Tabelle 6.5: Technische Daten der Kühlrohre

Abb. 7.11 zeigt die schematische Darstellung des gesamten Kühlsystems mit einem Kühlstationsabstand von 20 km. Die Kühlstation besteht aus zwei Kühlmaschinen in einer Rücken-an-Rücken-Formation mit jeweils 1,4 MW Kühlleistung. Aus der Gl. (4.9) und den obenstehenden technischen Daten der Kühlrohre kann berechnet werden, dass eine Kühlleistung von 1,4 MW für ein Kühlsystem (Abb. 6.11) mit einer Kühlabschnittlänge von 10 km nötig ist. Werden der (n-1)-Fall und eine gesteigerte Betriebssicherheit berücksichtigt, so soll eine zusätzliche Kühlmaschine als Reserve eingesetzt werden. Vier Kühlrohre mit einer Länge von 15 oder 20 km münden durch entsprechende Pumpen in die Kühlstation. Je nach Bedarf werden zusätzlich Umwälzpumpen im Umkehrpunkt der Kühlrohre optional installiert. Für längere Kabelstrecken können solche Kühlsysteme einfach erweitert werden, woraus nach Abb. 6.11 sich ein Kühlstationsabstand von 20 km ergibt.

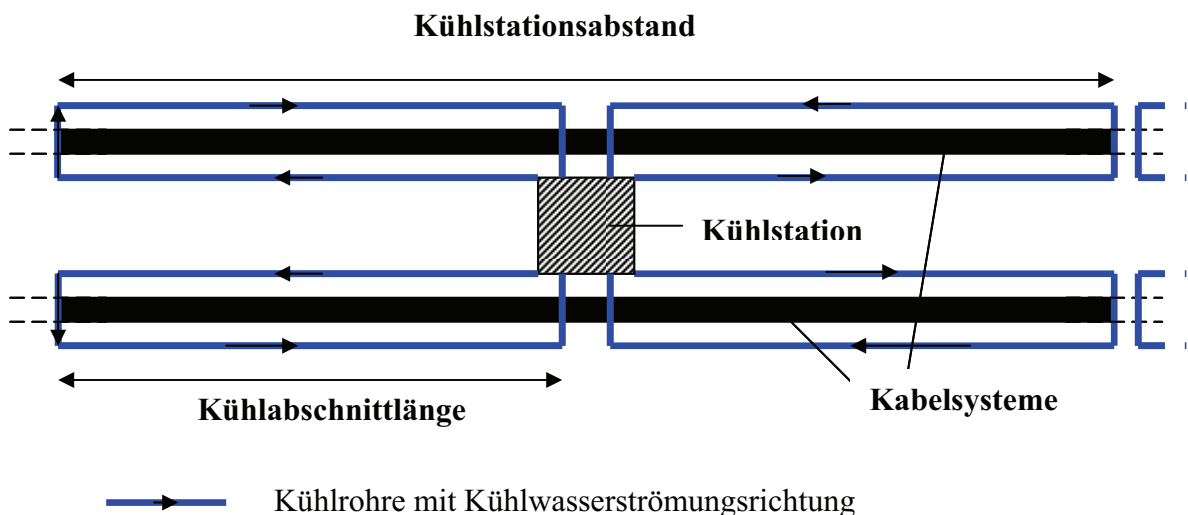


Abbildung 6.11: Beispiel der zwangsgekühlten Kabelanlage

Mit den oben genannten technischen Daten und den im Abschnitt 6 aufgelisteten Formeln werden die konkreten Berechnungen wie folgt durchgeführt, um zu testen, ob bei einem

Kühlsystem in Abb. 6.11 eine Kühlabschnittlänge von 10 km zu beiden Seiten der Kühlstationen überbrückt werden kann.

Aus der Geometrie der Kühlrohre und der Strömungsgeschwindigkeit des Kühlwassers lässt sich die Reynoldszahl zu

$$Re = 147.200 .$$

berechnen. Für den Bereich $10^4 < Re < 10^6$ kann man die Formel von Nikuradse (Gl. (4.7)) verwenden. Es folgt:

$$\lambda_{RB} = 0,01637 .$$

Nach Gl. (5.1) wird die nötige Druckdifferenz berechnet:

$$\Delta p \approx 11,12 \text{ bar} .$$

Gemäß DIN 8075 [38] und DIN EN 12201 [39] wird der zulässige Betriebsüberdruck MOP (Maximum Operating Pressure) nach Gl. (5.1) aus der Festigkeit - MRS und dem Verhältnis des Außendurchmessers zur Wanddicke – SDR, für die PE-Rohre berechnet.

Wird die Temperatur des mit der Umgebung gleichzeitig erwärmten Wassers im Einschaltzeitpunkt (im stationären Normalbetrieb) des Kühlsystems zu 40 °C angenommen, so lässt sich der Betriebsdruck unter Berücksichtigung einer angestrebten Lebensdauer von 40 Jahren für PE-Rohre berechnen:

$$MOP \approx 11,8 \text{ bar} .$$

Es zeigt sich, dass die 20 km langen Kühlrohre bzw. 10 km Kühlabschnittlänge mit dem oben genannten Druck zuverlässig betrieben werden können. Um noch längere Rohrstrecken bzw. Kühlabschnittlänge zu ermöglichen, muss man die Strömungsgeschwindigkeit verringern, so dass die nötige Druckdifferenz gleich bleiben kann, oder es muss eine kürzere Lebensdauer der Kühlrohre akzeptiert werden, so dass ein größerer MOP realisiert werden kann.

6.3.2 Kühlung im Normalbetrieb

Die zwangsgekühlte 110-kV-Kabelanlage wird zunächst im Normalbetrieb untersucht. Die geplanten zwei Kabelsysteme sind mit jeweils 2*50 % der Trassen-Nennlast von 380 MVA belastet und erreichen einen stationären Zustand. Die Kühlsysteme werden dann auch im Zeitpunkt $t = 0$ s eingeschaltet.

Abb. 6.12 zeigt, dass sich der Leiter von Kabel 3 im Zeitpunkt $t = 0$ s auf ca. 52 °C und der Außenmantel auf ungefähr 45 °C erwärmt. Bei dieser Temperatur für eine lange Betriebs-

dauer (worst case) könnte eine partielle Bodenaustrocknung im kabelnahen Bereich auftreten [3].

Aber durch das Einschalten der lateralen Kühlung ist die Leitertemperatur nach neun Tagen um 18 K gesunken. Aus dieser Temperaturdifferenz kann die Reduzierung der ohmschen Leiterwiderstände umgerechnet werden. Dabei ergibt sich, dass ca. 7 % der Verluste der Kabelleiter durch eine solche Kühlung einspart werden. Die bei Kühlung anstehende Manteltemperatur von 28 °C kann keine partielle Bodenaustrocknung verursachen (vgl. Abschnitt 2.3).

Darüber hinaus liegt die Temperatur des Punktes A in Abb. 6.10, in der Mitte der Kabeltrasse und 20 cm unterhalb der Erdoberfläche, nach der Kühlung bei ca. 17 °C, wodurch unter ökologischen Aspekten das 2 K-Kriterium nach [74] erfüllt wird.

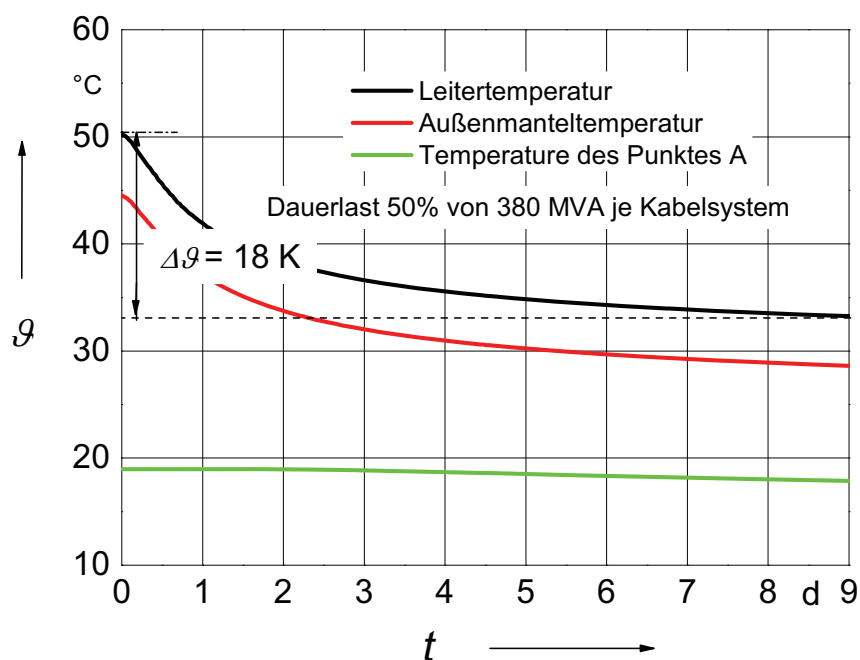


Abbildung 6.12: Temperaturverläufe des Leiters, des Außenmantels von Kabel 3 und eines Punktes A, 20 cm unterhalb der Erdbodenoberfläche (s. Abb. 6.10) während des Kühlvorganges

Abb. 6.13 zeigt, dass die Kabelleitertemperatur und die Erdbodentemperatur durch die Kühlung signifikant herabgesetzt werden.

Geht man von einer lastflussbedingt erhöhten Normallast der Trasse von 2*60 % statt 2*50 % von 380 MVA aus, beträgt die Leitertemperatur im Zeitpunkt $t = 0$ s ca. 67 °C (Abb. 6.14). Nach Einschalten der Kühlung für den gleichen Zeitraum (neun Tage) ist die Leitertemperaturdifferenz der Kabelader 3 bereits um 24 °C vergrößert. Das heißt, dass ca.

10 % der Kabelverluste gespart werden. In diesem Fall muss aber die dritte Kühlmaschine in der Anfangsphase der Kühlung für eine kurze Zeit wegen der höheren Kühlwassertemperatur (ca. 42 °C) und der erhöhten Kühlleistung eingesetzt werden. Für den umgebenden Erdboden ist auch hier das 2 K-Kriterium erfüllt.

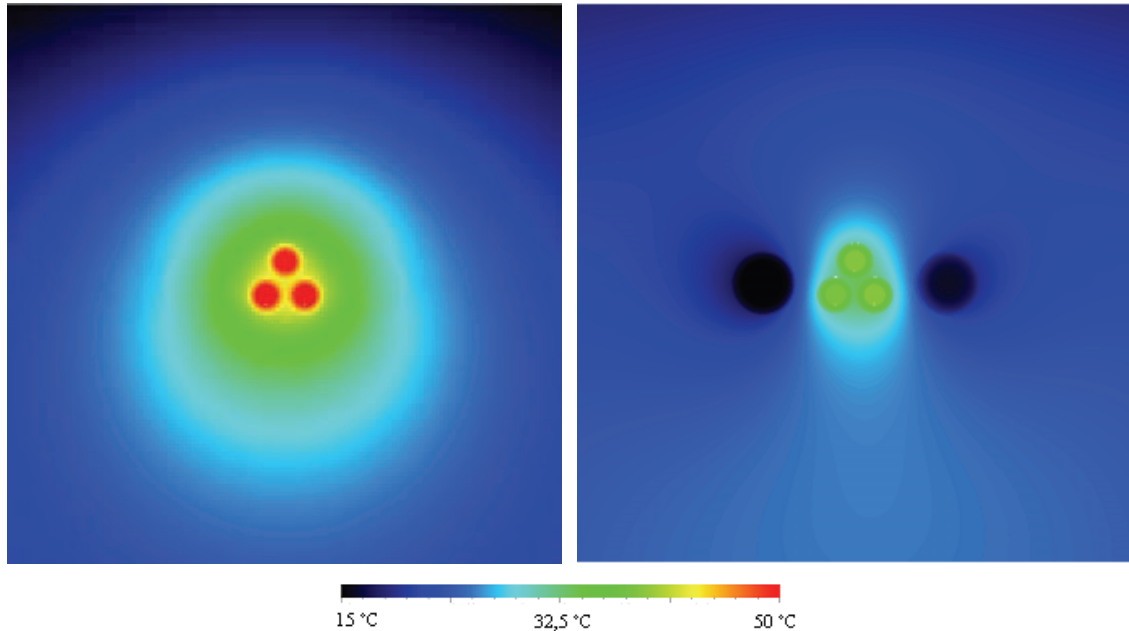


Abbildung 6.13: Temperaturverteilungen vor der Kühlung (links) und nach neuntägiger Kühlung (rechts), nur für ein System, vgl. Abb. 6.12

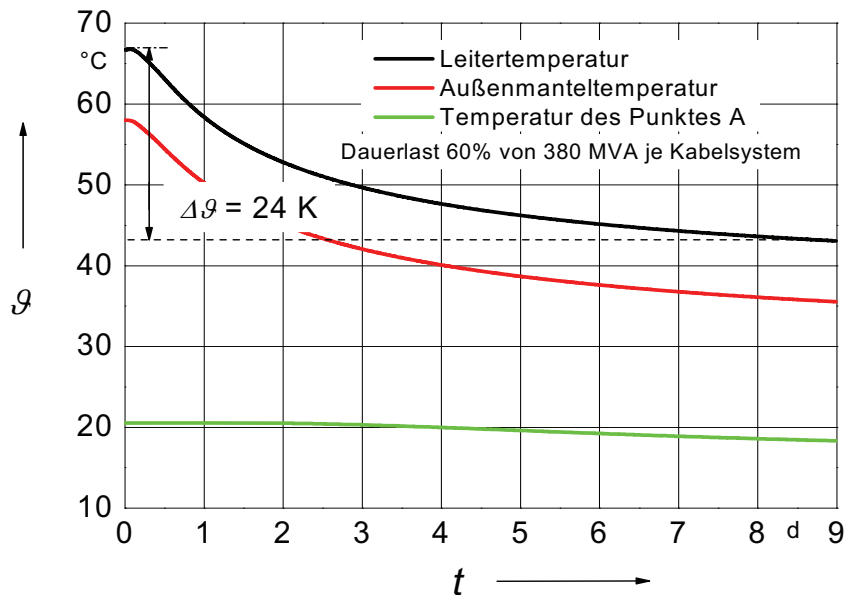


Abbildung 6.14: Temperaturverläufe des Leiters und des Außenmantel von Kabel 3 und im Punkt A, 20 cm unterhalb der Erdoberfläche (s. Abb. 6.10) während des Kühlvorganges

Die vorstehenden Ergebnisse zeigen, dass die Verluste der Kabelleiter durch die Kühlung im Normalbetrieb merklich verringert werden können. Im Weiteren kann auch eine unerwünschte partielle Bodenaustrocknung unter langzeitiger Dauerlast vermieden werden, wenn die geplante Trasse nicht nur Windenergie abführt, sondern auch als normale Netzstromleitung dauerhaft stark belastet ist. Damit werden auch das Übertragungsvermögen der geplanten Kabeltrasse und die Reserven für temporäre Überlasten vergrößert. Wegen der niedrigeren Temperatur in der Isolierung lässt sich weiterhin die Alterung der Kabel verzögern und die thermische Lebensdauer der Kabelanlage verlängern.

6.3.3 Kühlung bei unterschiedlichen Vorlasten im (n-1)-Fall

Im Abschnitt 6.2.2 wurde gezeigt, dass die Vorlast für die temporäre Überlastbarkeit eines Kabels eine wichtige Rolle spielt. In diesem Abschnitt werden die Einflüsse der Vorlast auf Kabelanlagen in Kombination mit der Kühlung untersucht. Die zwei zu untersuchenden Kabelsysteme werden zunächst jeweils ohne Vorlast, oder aber mit stationärer Vorlast von 2*50 % bzw. 2*60 % der Nennlast von $S_N = 380$ MVA beaufschlagt. Im Zeitpunkt $t = 0$ s tritt die Störung in einem Kabelsystem auf. Gleichzeitig wird die Kühlung zu dem intakten und vorbelasteten Kabelsystem eingeschaltet. Zu dem Fall ohne Vorlast, wird die Kühlung erst nach ca. drei Tagen, d. h. nachdem das Kühlwasser die vordefinierte Grenztemperatur von 40 °C erreicht hat, eingeschaltet, womit die elektrische Energie für den Betrieb der Kühlmaschine gespart werden kann.

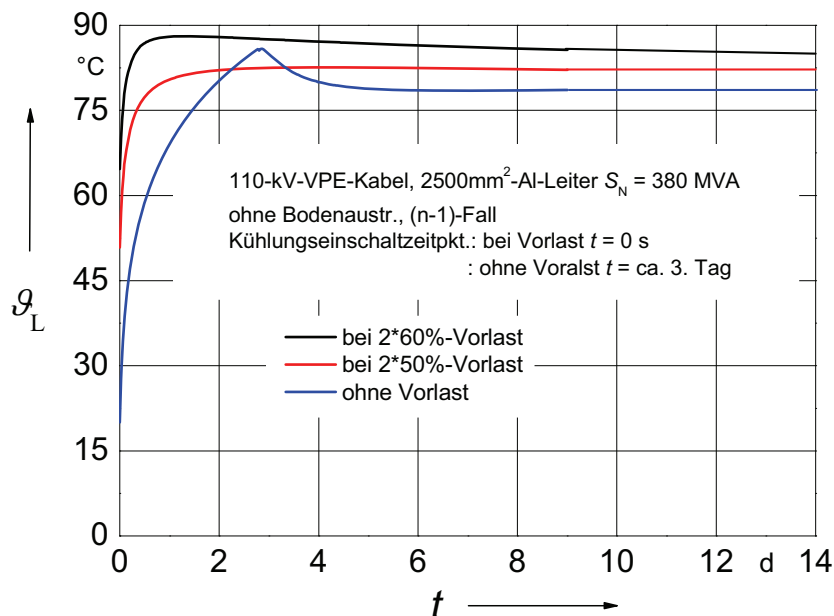


Abbildung 6.15: Verläufe der Leitertemperatur (Kabel 3 in Abb. 7.10) bei unterschiedlichen Vorlasten: ohne Vorlast, bei 2*50 %-Vorlast und bei 2*60 %-Vorlast

Abb. 6.15 zeigt, dass die Leitertemperaturen mit Hilfe der Lateralkühlung auf keinen Fall die Grenztemperatur für VPE-Kabel von 90 °C überschreiten, wenn die Kabel einen Aluminium-Leiterquerschnitt von 2500 mm² besitzen. Bei einer Vorlast von 2*60 % von S_N erreicht die Leitertemperatur nach einem Tag und sieben Stunden ihren höchsten Wert von 88,1 °C. Zum Vergleich wird dieser Wert bei einer Vorlast von 2*50 % von S_N erst nach vier Tagen von 82,6 °C angenommen. Danach sinken die Leitertemperaturen nur langsam ab, da die Kabel weiter im (n-1)-Fall betrieben werden. Zum Vergleich geht die Leitertemperatur ohne Kühlung und ohne eine thermische Stabilisierung in 20 Stunden schon über 90 °C hinaus [50].

6.3.4 Kühlung bei unterschiedlichen Kühlabschnittslängen

Die Kühlabschnittlänge beeinflusst die Kühlungseffekte und damit die Überlastbarkeit des Kabelsystems. Aufgrund der technischen Anforderungen, z.B. zulässiger Druck, Temperatur des Kühlwassers sowie Lebensdauer der Kühlrohre, darf die Kühlabschnittlänge nicht beliebig ausgedehnt werden. An dieser Stelle werden zwei Kühlabschnittslängen von jeweils 7,5 km und 10 km untersucht. Im (n-1)-Fall übernimmt das verbleibende VPE-Einleiter-Kabelsystem, das einen Aluminium-Leiterquerschnitt von 2500 mm² aufweist, die Trassen-Nennlast von 380 MVA. Am ersten Tag der Kühlung gibt es fast keine Temperaturdifferenzen für die beiden unterschiedlichen Kühlabschnittslängen (Abb. 6.16).

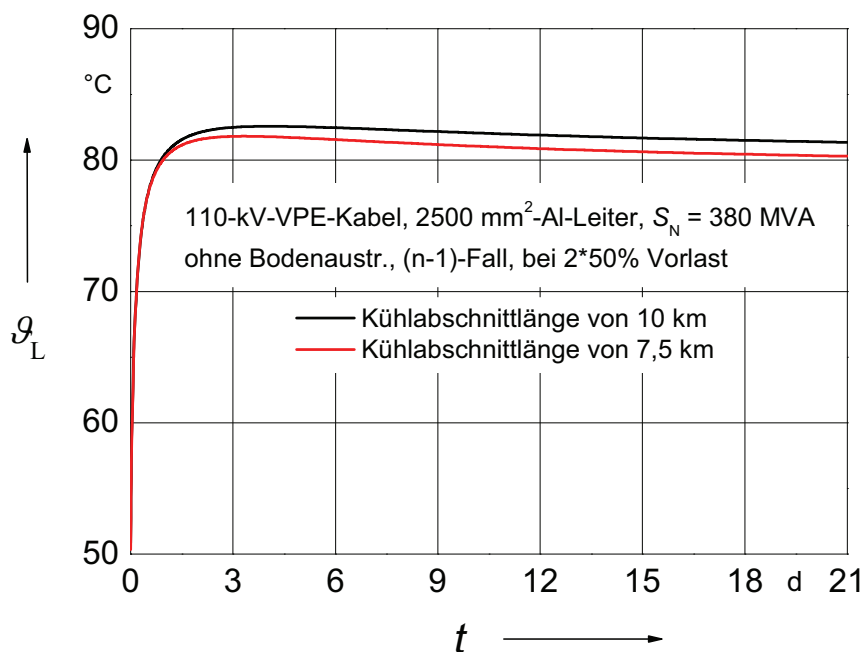


Abbildung 6.16: Verläufe der Leitertemperatur (Kabel 3 in Abb. 6.10) mit einer Kühlabschnittlänge von 10 km und von 7,5 km

Erst ab dem zweiten Kühlungstag tritt eine Temperaturdifferenz auf und vergrößert sich mit der Kühlungsdauer. In Abb. 7.16 liegt die Leitertemperatur bei einer Kühlabschnittlänge von 10 km nach 21-tägiger Kühlung lediglich 3 K höher als diejenige bei 7,5 km.

Es zeigt, dass der Kühleffekt durch Kürzung der Kühlabschnittlänge vom 10 km zu 7,5 km nicht wesentlich zu verbessern ist, besonders nicht in der Anfangsphase des Notbetriebs, in der das Kabelsystem und das zugehörige Kühlsystem wegen der Lastverdopplung stark belastet sind.

6.3.5 Kühlung in Kombination mit thermischer Stabilisierung

Es zeigte im Abschnitt 6.2.2, dass die thermische Stabilisierung bei einer Erhöhung der temporären Überlastbarkeit hilft. Aus den vorstehenden Untersuchungen im Abschnitt 6.3 ergibt sich auch die Möglichkeit, mit Hilfe lateraler Kühlung die Überlastbarkeit zu steigern. Im Folgenden wird die Kombination der Kühlung und der thermischen Stabilisierung erforscht.

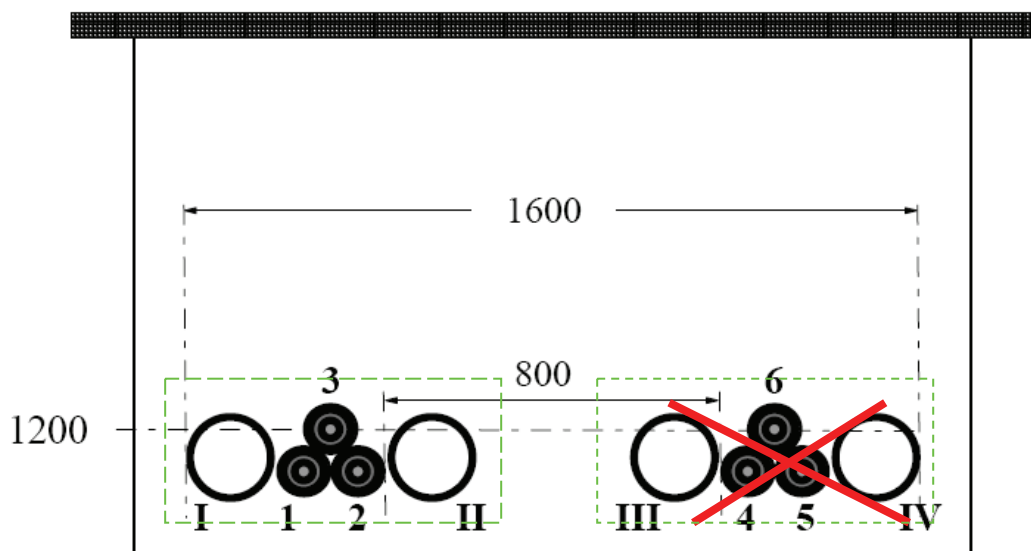


Abbildung 6.17: Verlegeanordnung der Kabelanlagen und der entsprechenden Kühlsysteme und der Bereich thermischer Stabilisierung (grün strichpunktierte Linie); im (n-1)-Fall fällt das rechte Kabelsystem aus

In Abb. 6.17 sind die beiden Bereiche der thermischen Stabilisierung durch ein besonderes Rückfüllmaterial mit einer Wärmeleitfähigkeit von $\lambda = 4,0 \text{ W/(K} \cdot \text{m)}$ gekennzeichnet.

Aufgrund dieser thermischen Stabilisierung ist die Leitertemperatur ab dem zweiten Kühlungstag um mehr als 20 K niedriger als diejenige ohne thermische Stabilisierung (Abb. 6.18), da die Wärmeabfuhr von den Kabeln zum Kühlwasser wegen der hohen Wärmeleitfähigkeit des Rückfüllmaterials wesentlich verbessert wird. Die Wasseraustrittstemperatur bei thermischer Stabilisierung ist entsprechend höher als ohne thermische Stabilisierung, besonders in der Anfangsphase der Kühlung.

Aus Kostengründen wird ein solches aufwendiges Material normalerweise nur in begrenztem Umfang verwendet. So wird vorgeschlagen z.B. bei Muffen und an Kreuzungsstellen der Kabeltrasse solche Kombination einzusetzen.

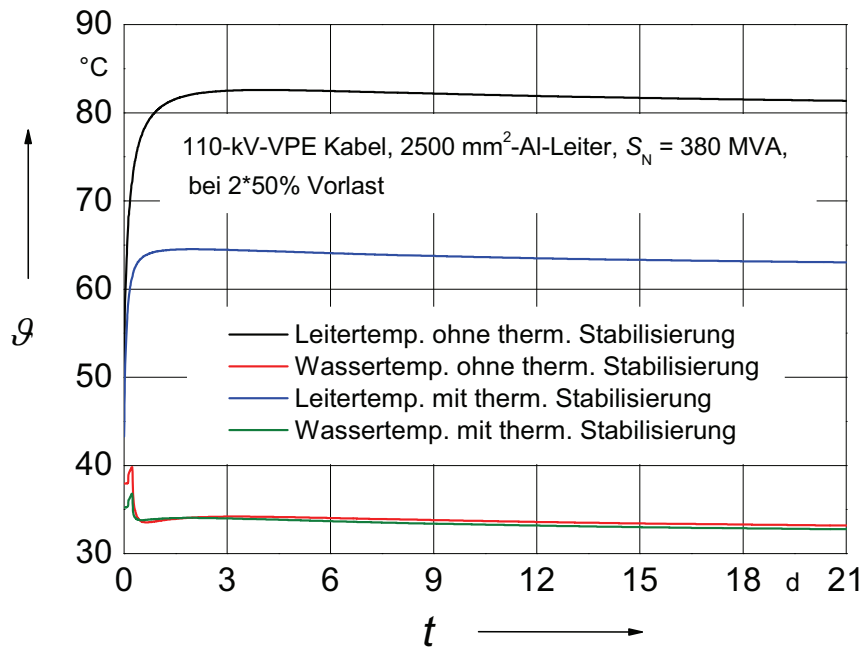


Abbildung 6.18: Verläufe der Leitertemperatur (Kabel 3) und des Kühlwasseraustrittstemperatur, ohne therm. Stabilisierung und mit thermischer Stabilisierung $\lambda = 4,0 \text{ W/(K} \cdot \text{m)}$

6.3.6 Kühlung bei unterschiedlichen Leiterquerschnitten

In den vorherigen Untersuchungen wurden 110-kV-VPE-Einleiter-Kabel mit einem Aluminium-Leiterquerschnitt von 2500 mm² in unterschiedlichen Varianten analysiert. In den Fällen des Einsatzes einer thermischen Stabilisierung, liegt hierbei die höchste Leitertemperatur weit unter der zulässigen Grenze von 90 °C. Deswegen werden die Kabel mit einem kleineren Leiterquerschnitten vorgeschlagen.

Die Leitertemperatur der Kabel mit einem Leiterquerschnitt von 2000 mm², ohne thermische Stabilisierung, überschreitet innerhalb einer Stunde nach der Lastverdoppelung im (n-1)-Fall schon die Grenze von 90 °C. Deshalb wird diese Variante nicht weiter in Betracht gezogen.

Bei Einsatz einer thermischen Stabilisierung mit $\lambda = 4,0 \text{ W/(K} \cdot \text{m)}$ zeigt Abb. 6.19, dass zwar die Leitertemperatur unter der Grenze von 90 °C liegt, die zugehörige Kühlwassertemperatur aber über die vorgegebene Grenze von 40 °C hinaus angehoben und über eine Dauer von sieben Tagen darüber verbleibt. Ein solcher Betrieb kann nachteilig für das

Kühlsystem sein, da die Lebensdauer der Kühlrohre aufgrund einer langfristig hohen Wassertemperatur verkürzt wird und ein erhöhter Energiebedarf für den Betrieb der Kühlmaschinen notwendig ist.

Beim Einsatz der Kabel mit einem Leitquerschnitt von 1800 mm^2 beläuft sich die Zeitreserve im (n-1)-Fall sogar mit thermischer Stabilisierung von $\lambda = 4,0 \text{ W/(K} \cdot \text{m)}$ auf nur einige Stunden, wenn die Kabelsysteme vorher stationär mit $2 \cdot 50 \%$ der Trassen-Nennlast von 380 MVA belastet wurden.

Wird von einer stationären Vorlast von $2 \cdot 50 \%$ der Trassen-Nennlast von 380 MVA oder höher ausgegangen (worst case), dann folgt zwingend, dass die Trasse mit 110-kV-VPE-Einleiter-Kabeln mit einem Aluminium-Leiterquerschnitt von 2500 mm^2 realisiert wird.

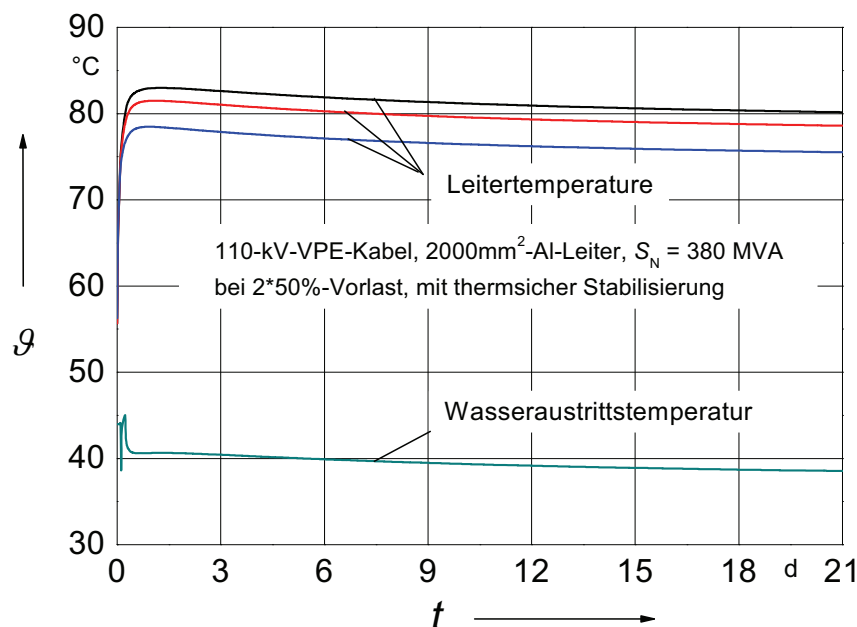


Abbildung 6.19: Verläufe der Leitertemperatur und der Kühlwasseraustrittstemperatur, bei einer thermischen Stabilisierung mit $\lambda = 4,0 \text{ W/(K} \cdot \text{m)}$

6.3.7 Untersuchungen zum Umschalten des Kühlsystems während des (n-1)-Falls

Die Untersuchungsergebnisse im Abschnitt 6.2 und 6.3.3 zeigten, dass die Vorlast die temporäre Überlastbarkeit der Kabel stark beeinflusst. Je weniger Vorlast ansteht, desto mehr Zeitreserven besitzen die Kabel bis zum Erreichen der Grenztemperatur, und ein umso größeres Überlastbarkeitsvermögen hat die Kabelanlage. Im Folgenden wird das Verhalten der Kabelanlage ohne Vorlast mit Umschalten des Kühlsystems während des (n-1)-Falls untersucht.

In Allgemeinen gibt es zwei thermische Kriterien für die zwangsgekühlte Kabelanlage. Erstens dürfen die Leiter der VPE-Kabel nicht über die Grenztemperatur von 90 °C hinaus erwärmt werden. Zweitens darf die Wassertemperatur nicht zu hoch werden, da sonst die entsprechende Nenn-Kühlleistung bzw. Nenn-Arbeitsleistung der Kühlmaschinen erhöht werden muss. Darüber hinaus kann bei erhöhten Wassertemperaturen der höchstzulässige Druck unter Berücksichtigung der Lebensdauer der Kühlrohre nicht mehr eingehalten werden. Daher wird an dieser Stelle die Grenztemperatur für das Kühlwasser zu 40 °C vorgegeben [42].

Wie in den vorstehenden Untersuchungen werden zunächst Kabel mit einem Aluminium-Leiterquerschnitt von 2500 mm² untersucht. Weil das Kühlwasser seine Grenztemperatur eher als die Kabelleiter erreicht, werden die Kühlsysteme auch eher eingeschaltet, wodurch die Leitertemperatur mit ca. 85 °C erreicht ist (Abb. 6.20). Ohne eine thermische Stabilisierung beträgt diese Zeitdauer nach dem Einschalten eines Kabelsystems bei der Trassen-Nennlast von 380 MVA ca. drei Tage, bis das Kühlwasser 40 °C erreicht. Nach dreitägiger Kühlung sind anschließend die Leitertemperatur auf ca. 79 °C und die Wassertemperatur im Austrittspunkt auf 31 °C gesunken.

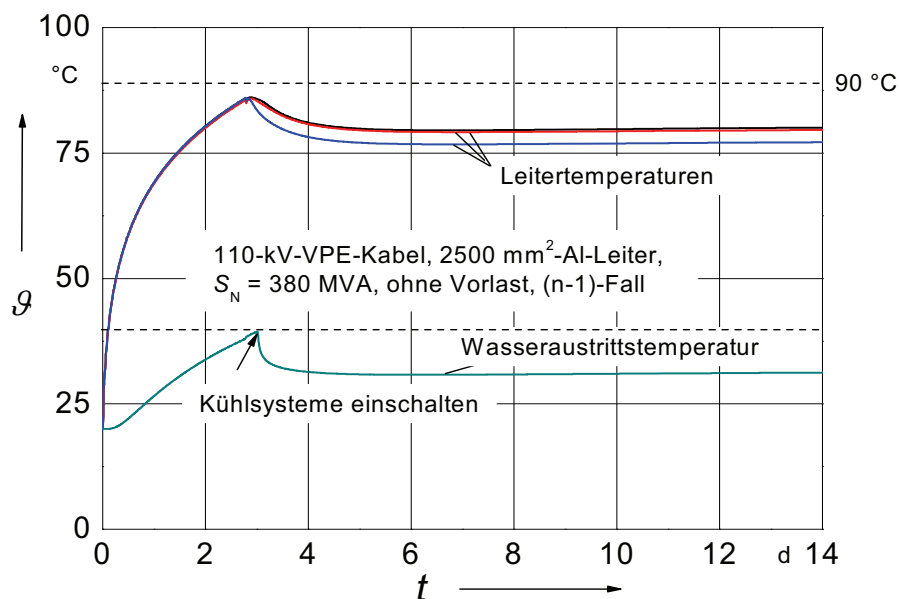


Abbildung 6.20: Verläufe der Leitertemperatur und der Wasseraustrittstemperatur, ohne Vorlast

Da sich die Leitertemperaturen und die Wassertemperaturen nach dem dritten Kühltag kaum noch ändern, lässt sich im nächsten Schritt das thermische Verhalten der Kabel und der Kühlung analysieren, für den Fall, dass das zugehörige Kühlsystem zeitweise abgeschaltet wird.

Hierzu werden in Abb. 6.21 die Temperaturverläufe der Leiter und des Kühlwassers jeweils ohne und mit thermischer Stabilisierung zusammenfassend dargestellt. Die Leitertemperatur bei thermischer Stabilisierung (Wärmeleitfähigkeit $\lambda = 4,0 \text{ W/(K}\cdot\text{m)}$) ist deutlich niedriger als diejenige ohne diese Hilfsmaßnahme. Zum Beispiel ergibt sich eine Temperaturdifferenz im Einschaltzeitpunkt des Kühlsystems ($t \approx 3 \text{ d}$) von ca. 20 K (s. Abb. 6.21).

Wird die Grenztemperatur des Kühlwassers von 40°C , als Einschaltkriterium betrachtet, so geht die Wassertemperatur ohne thermische Stabilisierung in ca. 19 Stunden nach dem Abschalten der Kühlung über die höchstzulässige Grenze hinaus. Bei einer thermischen Stabilisierung ($\lambda = 4,0 \text{ W/(K}\cdot\text{m)}$) verlängert sich diese Zeitdauer auf bis zu 32 Stunden. Das heißt, die verbrauchte Energie für den Betrieb von Kühlmaschinen und Pumpen könnte in den oben genannten Zeitspannen durch Abschalten des Kühlsystems gespart werden, wenn z.B. durch ein Monitoringsystem die Kabel- und Kühlwassertemperatur überwacht werden.

Zum Vergleich erreicht die Leitertemperatur erst nach ca. 50 Stunden ihre Grenze von 90°C , wenn kein besonderes Rückfüllmaterial in Kabelgraben eingesetzt wird. Bei thermischer Stabilisierung vergrößert diese Zeitreserve deutlich.

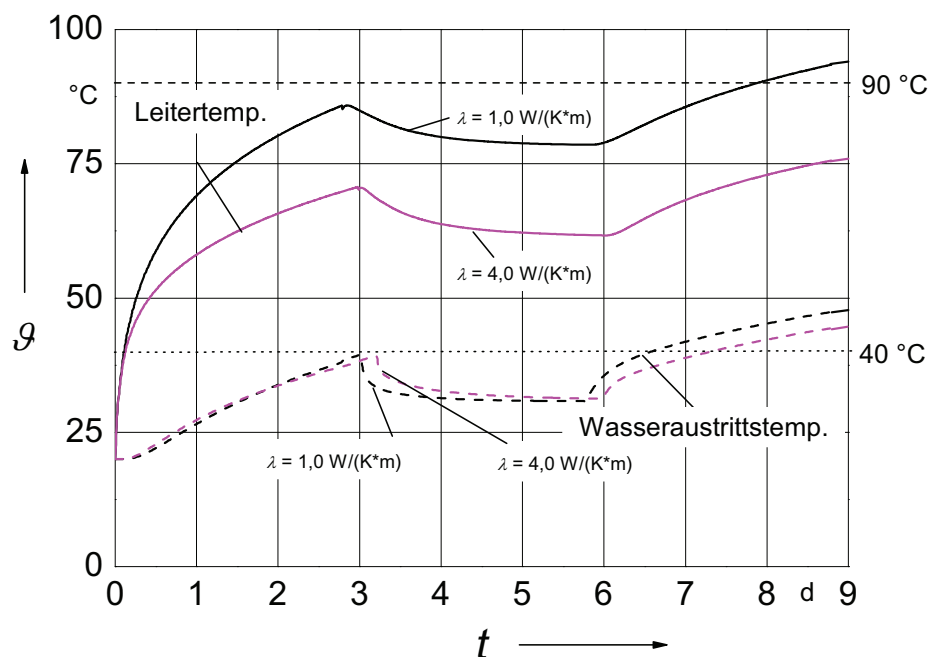


Abbildung 6.21: Verläufe der Leitertemperatur (Kabel 3 in Abb. 6.17) und der Kühlwassertemperatur, ohne Vorlast, Aluminium-Leiterquerschnitt 2500 mm^2 , $S_N = 380 \text{ MVA}$, (n-1)-Fall

Im Weiteren werden Kabel mit einem Aluminium-Leiterquerschnitt von 2000 mm^2 untersucht. Abb. 6.22 zeigt, dass die Leiter- und Kühlwassertemperatur ohne thermische Stabilisierung nach dem Einschalten des Kühlsystems kaum reduziert werden. Erst beim Einsatz

des Rückfüllmaterials mit einer Wärmeleitfähigkeit von $\lambda = 4,0 \text{ W/(K}\cdot\text{m)}$ wird die Leiter-temperatur reduziert. Sie ist nach dreitägiger Kühlung erst 3 K niedriger als diejenige vor der Kühlung.

Es zeigt sich, dass Kabelanlagen mit einem Aluminium-Leiterquerschnitt von 2000 mm^2 oder noch geringeren Leiterquerschnitten nicht für ein Umschalten des Kühlsystems, um den unnötigen Energieverbrauch der Kühlmaschinen zu sparen, geeignet sind. Im (n-1)-Fall hat die Lastverdopplung die Kabel sowie den umgebenden Boden so aufgeheizt, dass es bei diesen kleineren Leiterquerschnitten kaum weitere Reserven für das Umschalten der Kühlmaschine gibt. Sogar nach dem Einschalten der Kühlung werden bei diesen Kabeln die Leiter- und Kühlwassertemperaturen kaum reduziert. So steigt zum Beispiel die Leiter-temperatur eines Kabelsystems mit einem Leiterquerschnitt von 2000 mm^2 während der Kühlung (ohne thermische Stabilisierung) noch weiter an, nur mit der Tendenz einer geringfügigen Verlangsamung (Abb. 6.22).

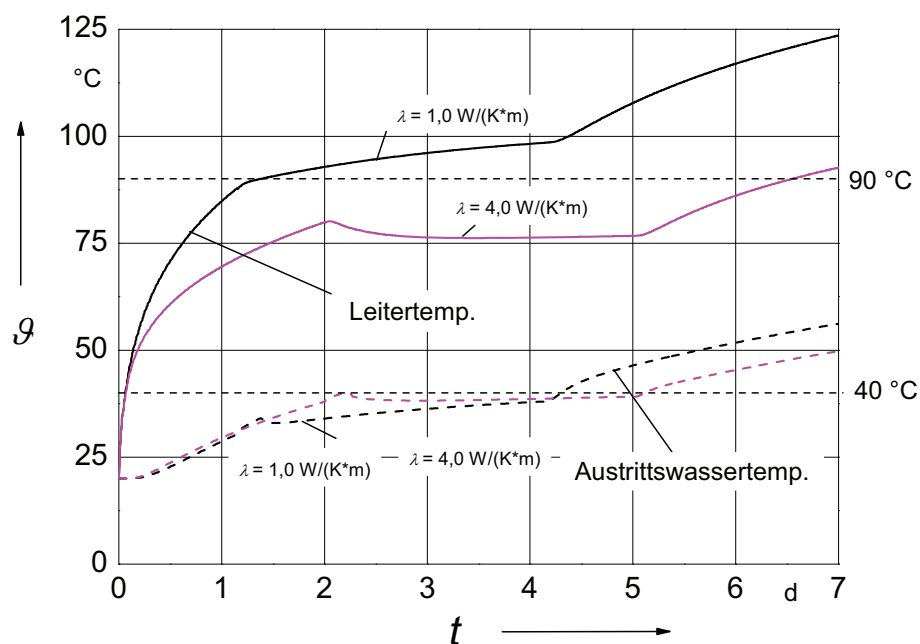


Abbildung 6.22: Verläufe der Leitertemperatur (Kabel 3 in Abb. 6.17) und Kühlwasseraustrittstemperatur, Aluminium-Leiterquerschnitt 2000 mm^2 , $S_N = 380 \text{ MVA}$, ohne Vorlast

6.3.8 Vorkühlung der Kabelanlage

Im Abschnitt 6.3.2 wurden die Vorteile einer Lateralkühlung im Normalbetrieb gezeigt. Und in den vorstehenden Abschnitten wurden die temporären Überlastbarkeiten im (n-1)-Fall untersucht. Im vorliegenden Abschnitt werden zwei Fälle zusammen mit einer so genannten Vorkühlung in Betracht gezogen. Die zwei Kabelsysteme werden zunächst jeweils mit 2*50 % der Trassen-Nennlast von 380 MVA stationär belastet. Im Zeitpunkt $t = 0 \text{ s}$

werden die Kühlsysteme eingeschaltet. Nach drei Tagen tritt die sog. (n-1)-Situation ein, d.h. ein Kabelsystem fällt aus. Diese drei Tage sind identisch mit der im Abschnitt 6.2.1 genannten maximalen Zeitspanne, über die Windkraftanlage unter ununterbrochener Vollast (d.h. mit Windgeschwindigkeiten von mehr als 12 m/s) arbeiten. Das verbleibende einzelne Kabelsystem muss diese voll windbedingte Leistung von 380 MVA weiter abtransportieren.

Abb. 6.23 zeigt die sich ergebenden Temperaturverläufe des Leiters und des Außenmantels von Kabel 3. Durch die dreitägige Kühlung wird die Leitertemperatur um ca. 12 K abgekühlt, und die Manteltemperatur liegt unterhalb 35 °C, unter der normalerweise keine partielle Bodenaustrocknung auftritt. Nach der Lastverdopplung steigt die Leitertemperatur stark an. Am sechsten Tag des Störfalles erreicht sie ihren Höchstwert von 83 °C. Zu diesem Zeitpunkt liegt die Außenmanteltemperatur ca. 62 °C. Die Temperaturdifferenz zwischen dem Leiter und dem Mantel vergrößert sich dadurch von 7 K vor der Lastverdopplung auf 24 K nach sechstägiger Kühlung. Die Außenmanteltemperatur bleibt aufgrund der Kühlung auf unter 65 °C begrenzt.

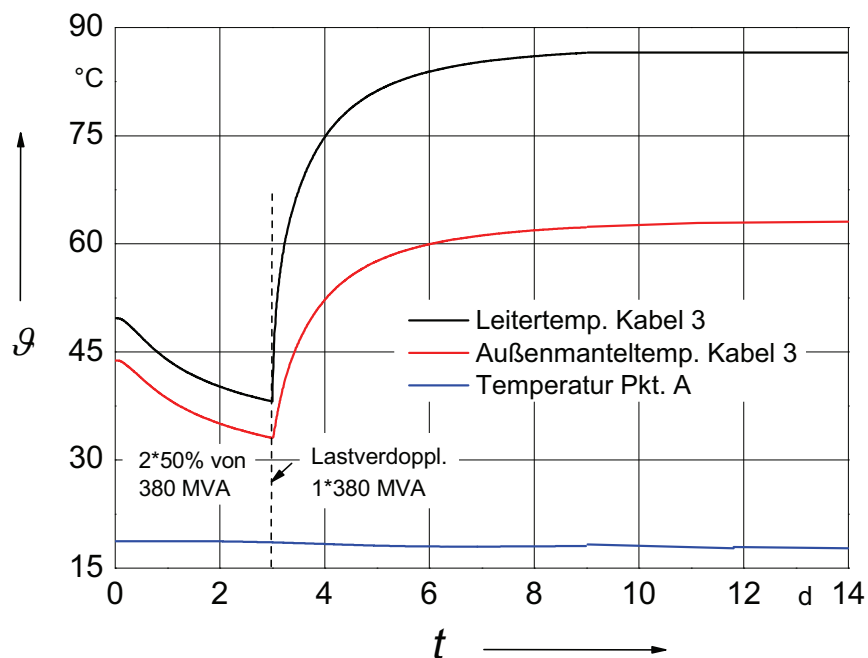


Abbildung 6.23: Temperaturverläufe des Leiters, des Außenmantels (Kabel 3) und des Punktes A in Abb. 6.17, Aluminium-Leiterquerschnitt 2500 mm²

Zudem bleiben die Temperaturen des umgebenden Erdbodens wegen der Kühlung in einem günstigen Bereich. Zum Beispiel erwärmt sich der unter ökologischen Gesichtspunkten oft diskutierte Aufpunkt A, 20 cm unterhalb der Bodenoberfläche, um weniger als 2 K.

Es zeigt sich, dass durch Vorkühlung im Normalbetrieb einerseits die Verluste der Kabelleiter gespart und andererseits eine längere Zeitreserve für Kabelerwärmungen gewonnen werden kann (vgl. Verläufe der Leitertemperatur in Abb. 6.23 und in Abb. 6.15). Es ist besonders bedeutend, wenn der unwahrscheinliche Fall, zwei Kühlsysteme gleichzeitig in der Störung, auftreten würde. Hierzu kann man auch durch Vorkühlung die Lebensdauer der Kühlrohre verlängern.

6.3.9 Kühlsystemredundanz

Im Folgenden wird die so genannten Kühlsystemredundanz untersucht: zwei 110-kV-VPE-Einleiter-Kabelsysteme mit einem Aluminium-Leiterquerschnitt von 2500 mm^2 (Abb. 6.24) werden im Normalbetrieb drei Tage vorgekühlt wie im letzten Abschnitt. Um das Verhalten des Kühlsystems zu vergleichen, fallen zunächst beide Kühlsysteme zum Zeitpunkt der Lastverdopplung aus.

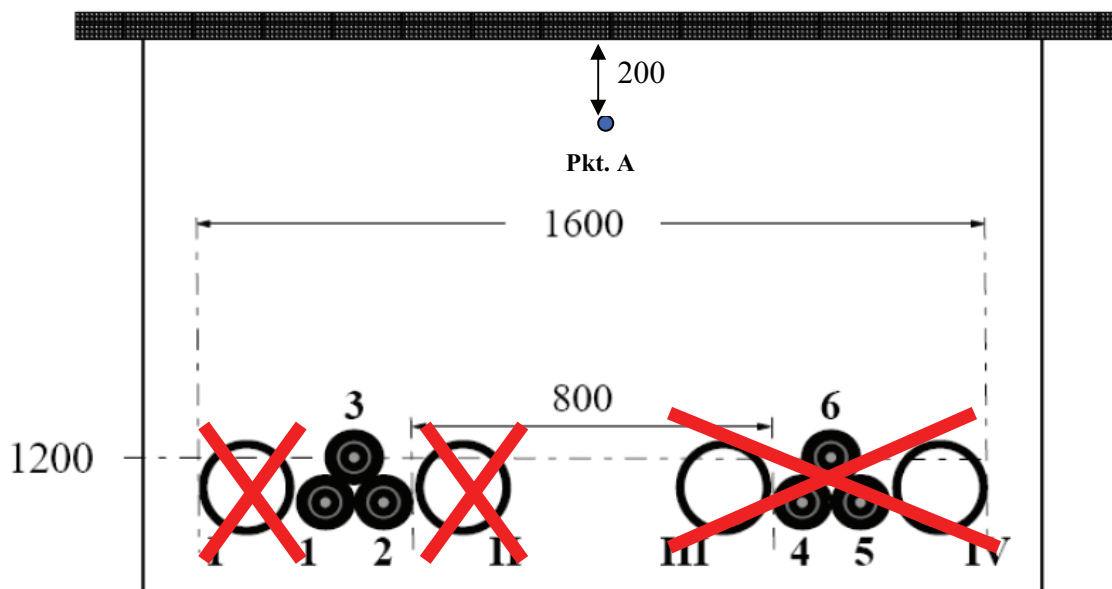


Abbildung 6.24: Verlegeanordnung der Kabelanlagen und der entsprechenden Kühlsysteme, Aluminium-Leiterquerschnitt 2500 mm^2 , (n-1)-Fall, Ausfall der beiden Kühlsysteme und des rechten Kabelsystems

In ca. zwei Tagen geht die Leitertemperatur des intakten Kabelsystems über die höchstzulässige Grenze von 90°C (Abb. 6.25) hinaus. Obwohl das Kühlwasser im Kühlrohr nicht mehr strömt, beeinflusst es wegen seiner großen Wärmekapazität und der vorherige niedrigen Temperatur weiter die Umgebung und die Kabeloberfläche, wodurch sich die Temperaturdifferenz zwischen dem Leiter und dem Außenmantel vergrößert.

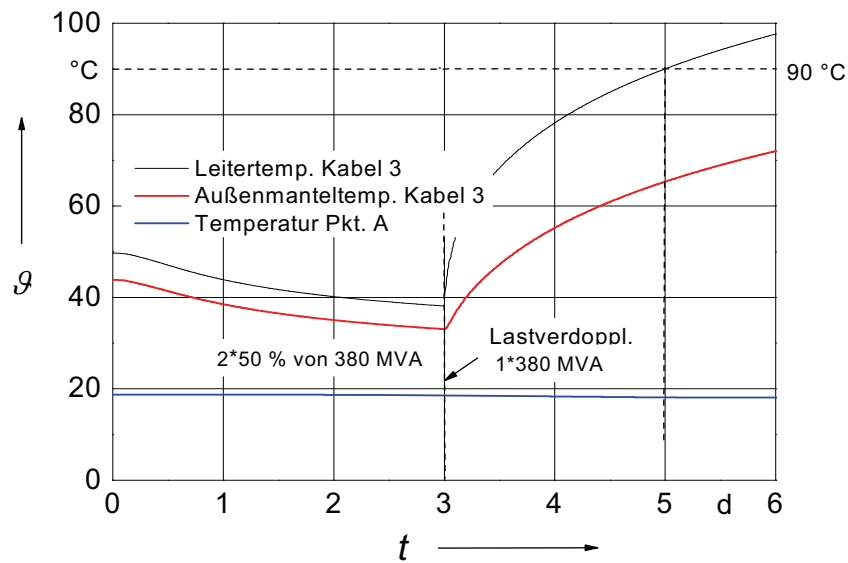


Abbildung 6.25: Temperaturverläufe des Leiters, des Außenmantels von Kabel 3 und eines Punktes A (s. Abb. 6.24) bei einer Störung der beiden Kühlsysteme

Im Folgenden wird das zugehörige Kühlsystem nach der Lastverdopplung abgeschaltet und bleibt das andere Kühlsystem wie Abb. 6.26 weiter im Betrieb.

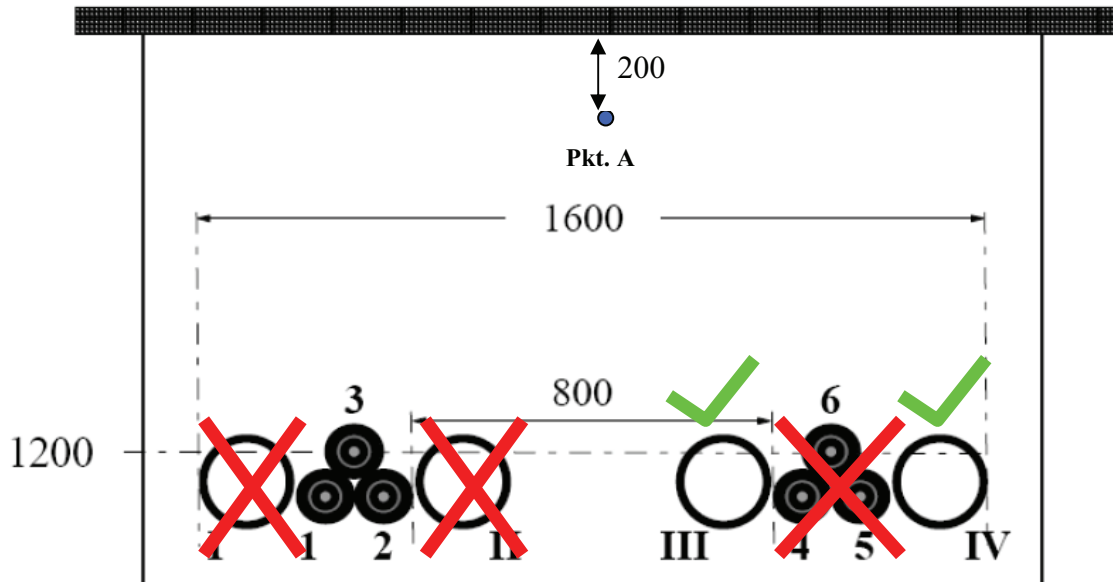


Abbildung 6.26: Verlegeanordnung der Kabelanlagen und der entsprechenden Kühlsysteme, Aluminium-Leiterquerschnitt 2500 mm^2 , (n-1)-Fall, Ausfall eines zugehörigen Kühlsystems

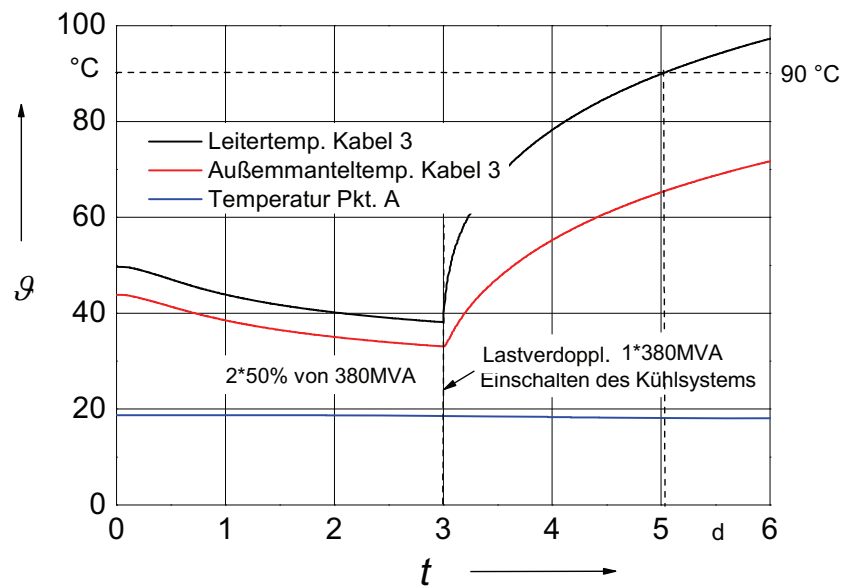


Abbildung 6.27: Temperaturverläufe des Leiters, des Außenmantels von Kabel 3 und eines Punktes A (s. Abb. 6.26) bei einer Störung des zugehörigen Kühlsystems

Zum Vergleich mit Abb. 6.25 sind die Temperaturverläufe des Kabelleiters, des Kabelmantels sowie des Aufpunktes A fast identisch, weil der Abstand des intakten Kühlsystems zu dem gesunden Kabelsystem groß ist. Er beträgt ca. 700 mm. In kurzer Zeit (einigen Tagen) bringt diese Kühlung keinen sichtbaren positiven thermischen Einfluss auf das verbleibende Kabelsystem. Aber durch die Vorkühlung sind mindestens zwei Tage zu gewinnen, in denen das entsprechende Störungsmanagement durchgeführt werden kann.

6.3.10 Kühlung unter Berücksichtigung der zyklischen Lasten

In den vorstehenden Untersuchungen wurde bisher Dauerlast (Belastungsgrad $m = 1,0$) angenommen. Normalerweise führt dies in der Praxis zu einer Überdimensionierung der Kabelanlage. Im Folgenden werden die geplanten 110-kV-Kabelsysteme mit einem täglichen Belastungsgrad von $m = 0,85$ beaufschlagt, der aus einer Überlagerung einer EVU-Last mit Belastungsgrad von $m = 0,7$ mit einer windbedingten Höchstlast während der Starkwindphasen resultiert (Abb. 6.28).

Die technischen Daten der Kabelanlage und der Kühlsysteme entsprechen denen der vorstehenden Untersuchungen (s. Abschnitt 6.3.1). Im (n-1)-Fall muss das verbleibende VPE-Einleiter-Kabelsystem, das einen Aluminium-Leiterquerschnitt von 2500 mm^2 aufweist, die Trassen-Nennlast von 380 MVA übernehmen.

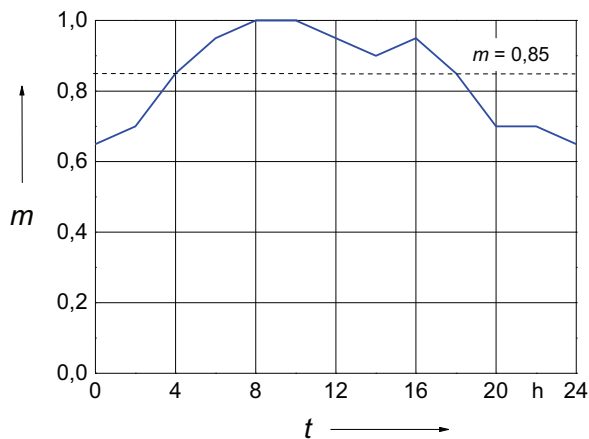


Abbildung 6.28: Täglicher Lastzyklus mit Belastungsgrad von $m = 0,85$

Abb. 6.29 zeigt die Temperaturverläufe der Kabelleiter und des Kühlwassers. In den ersten drei Tagen bleiben die Kabelsysteme im Normalbetrieb und die Kühlung noch im Stillstand, weil sich die Kabel in einem schwach belasteten Zustand befinden. Nach dem Ausfall eines Kabelsystems bzw. der Lastverdopplung im intakten Kabelsystem wird das zugehörige Kühlsystem eingeschaltet.

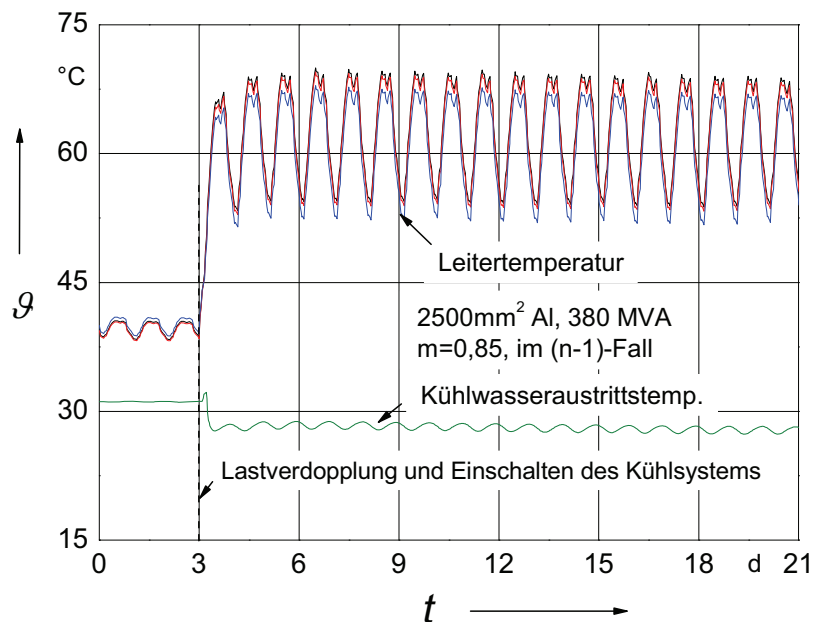


Abbildung 6.29: Verläufe der Leitertemperatur und der Kühlwasseraustrittstemperatur, 110-kV-VPE-Kabel, Aluminium-Leiterquerschnitt 2500 mm^2 , $S_N = 380 \text{ MVA}$, Belastungsgrad $m = 0,85$

Die Leitertemperatur erreicht in ca. drei Tagen nach der Störung ihren maximalen Wert von ca. $73 \text{ }^\circ\text{C}$, und das Kühlwasser hat im Einschaltenszeitpunkt die höchste Temperatur

von 33 °C. Weiterhin zeigt sich, dass die Änderungen der Wassertemperatur und der Leitertemperatur nicht synchron sind. Es ergibt sich eine Zeitverzögerung, weil das Kühlwasser einen Abstand zu Kabelleitern hat und zwischen den Leitern und dem Kühlwasser Kabelisolierung liegen.

Da die Temperaturen der Leiter und des Kühlwassers in diesem Fall weit unter den entsprechenden Grenzwerten liegen, darf der Leiterquerschnitt des Kabels, z.B. von 2500 mm² auf 2000 mm² verringert werden.

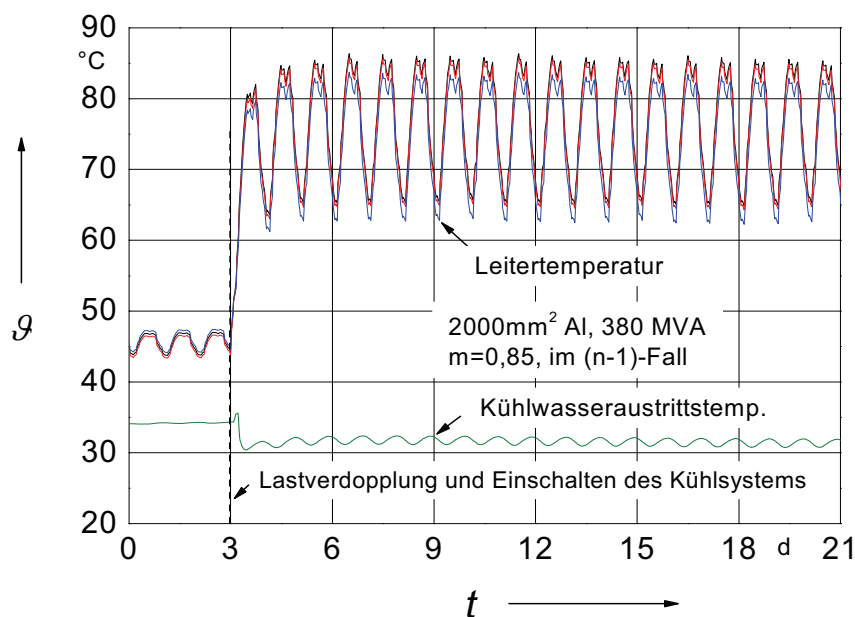


Abbildung 6.30: Verläufe der Leitertemperatur und der Kühlwasseraustrittstemperatur, 110-kV-VPE-Kabel, Aluminium-Leiterquerschnitt 2000 mm², $S_N = 380$ MVA, Belastungsgrad $m = 0,85$

In Abb. 6.30 werden die Kabel mit einem Leiterquerschnitt vom 2000 mm² eingesetzt. In diesem Fall beträgt die höchste Leitertemperatur 86,3 °C und die höchste Kühlwassertemperatur 35 °C.

Wird eine EVU-Last von $m = 0,7$ eingeführt, kann der Leiterquerschnitt der Kabel sogar weiter verringert werden, z.B. auf 1800 mm² oder weniger.

6.3.11 Folgerungen

Das vorgestellte Konzept, die zwangsgekühlte Kabelanlage, gestattet eine erhebliche Steigerung der Belastbarkeit, besonders der temporären Überlastbarkeit. Zum Beispiel hat das 110-kV-Kabelsystem aus VPE-Einleiter-Kabeln mit einem Aluminium-Leiterquerschnitt von 2500 mm² in gebündelter Verlegung in natürlicher Kühlung (ohne Zwangskühlung) bei Dauerlast eine Belastbarkeit von 260 MVA. Mit einer lateralen Kühlung kann ein solches

System im (n-1)-Fall mindestens über einer Dauer von mehr als zwei Wochen eine Leistung von 380 MVA übertragen. Damit ergibt sich zeitweise eine etwa 50prozentige Erhöhung der Belastbarkeit.

Unter Aspekt der Energieeffizienz kann die laterale Zwangskühlung sowohl im Normalbetrieb als auch im (n-1)-Fall zum Einsatz kommen. Durch Umschalten der Kühlmaschinen sowie durch Einsatz des Prinzips „free cooling“ kann der Energiebedarf für den Betrieb der Kühlmaschine weiter reduziert werden.

Hierzu hat die zwangsgekühlte Kabelanlage auch eine hohe Flexibilität, besonders im (n-1)-Fall und unter Berücksichtigung der Windenergieübertragung, die in unterschiedlichen Jahrzeiten stark variiert. Je nach Belastungszustand der Kabel können die Kühlsysteme mit einer anpassenden Arbeitsleistung bzw. Kühlleistung betrieben werden, wenn man die Kabel- und die Kühlwassertemperaturen durch ein Monitoringssystem überwacht. Weiterhin kann man durch Kühlung auch mehr Zeit für das Energiestörungsmanagement im (n-1)-Fall gewinnen.

Die laterale Zwangskühlung hat auch den Vorteil, dass der umgebende Erdboden von der eventuell vom Kabel verursachten Erwärmung, besonders im (n-1)-Fall geschützt wird und damit die Einflüsse auf die umgebenden Vegetation und Fauna minimiert werden können, wodurch die Kabelanlage für die Übertragung der umweltschonenden Windenergie noch umweltfreundlicher wird.

Die Kühlung kann mit einer thermischen Stabilisierung kombiniert werden, besonders in den thermisch stark belasteten Bereichen, z.B. bei Muffen und an Kreuzung mit anderen Trassen. Aber wenn die Kabeltrasse für Windenergieübertragung geplant wird, kann mit Hilfe der Zwangskühlung sogar ganz auf thermische Stabilisierung verzichtet werden.

7 Energieübertragung mit einer 380-kV-Kabelanlage

380-kV ist die höchste Spannungsebene für Energieübertragung in Deutschland. Zum Vergleich: 110-kV-Leitungen werden normalerweise für Verteilernetze eingesetzt und 380-kV-Leitungen dienen hauptsächlich zur überregionalen Energieübertragung. In den 380-kV-Netzen spielen die Freileitungen die dominante Rolle. Nach der neuesten Statistik von CIGRE wurden lediglich 0,5 % der Leitungen zwischen 315 kV und 500 kV mit Kabeln installiert [1].

Der Netzausbau in der 380-kV-Ebene in Deutschland ist dringend notwendig, besonders für Windenergieübertragung in den Gebieten von Ost- und Nordsee. Des Weiteren gibt es auch zahlreiche inländischen Trassen von 380 kV, die wegen des zunehmenden Energiebedarfs ausgebaut oder neu gebaut werden müssen. Teilweise knüpfen solche Strecken an bereits bestehende Trassen an. So existiert z.B. schon eine alte 220-kV-Freileitung zwischen Hamburg/Nord und Dollern, der erforderliche Neubau als 380-kV-Leitung kann daher anstelle der bestehenden Leitung erfolgen, so dass es zu keiner weiteren Beeinträchtigung des Energietransports kommt [75].

Kabel wurden bisher zunächst im Allgemeinen als teuer betrachtet. Laut Information der Netzbetreiber sind z.B. 380-kV-Kabelanlagen unter gleichen Bedingungen mindestens zwanzig- bis dreißigfach teurer als Freileitungen [13] [76]. Nach neuen Studien liegen jedoch die Kosten durchschnittlich nicht über dem fünffachen von Freileitungen [40] [54]. Des Weiteren wird im Vergleich mit Freileitungen die begrenzte Übertragungsleistung von Kabeln als ein markanter Nachteil betrachtet, besonders auf der 380-kV-Ebene.

Im letzten Abschnitt wird jedoch gezeigt, dass die laterale Zwangskühlung bei Steigerung der Kabelbelastbarkeit besonders bei der temporären Überlastbarkeit überragende Vorteile hat. Aufgrund der hohen Flexibilität ist eine solche Lösung, die zwangsgekühlte Kabelanlage, besonders für die (n-1)-Redundanz geeignet.

Im Folgenden wird für eine zwangsgekühlte 380-kV-Kabelanlage als normale Stromleitung mit dem neu entwickelten Berechnungsverfahren untersucht, ob sie eine typische Leistung eines Freileitungssystems im (n-1)-Fall übertragen kann.

7.1 Varianten der direkt erdverlegten 380-kV-Kabelanlagen

Es gibt zurzeit das Projekt Salzburger 380-kV-Stromleitung, welches zu heißer politischer und wissenschaftlicher Debatte führt. Zahlreiche Studien, wie z.B. [56], [57], [58], werden erfasst. Zwei Übertragungsmittel, Freileitung und Kabel, wurden auf einer kon-

kreten Trasse verglichen. Dazu fehlt aber entweder die alternative Lösung, die zwangsgekühlte Kabelanlage, oder gibt es keine ausführliche Analyse.

In den folgenden Untersuchungen wird zunächst überprüft, ob eine Kabelanlage, eine vorgegebene typische Leistung eines Freileitungssystems von z.B. 2300 MVA mit einem Belastungsgrad von $m = 0,7$ im (n-1)-Fall übertragen kann. Um die Übertragungsleistung zu maximieren, wird die Kabelanlage (zwei Systeme) mit VPE-Einleiter-Kabeln mit einem Kupfer-Leiterquerschnitt von 2500 mm^2 ausgestattet und in Einebeneanordnung verlegt. Die zwei Kabelsysteme sind im Normalbetrieb jeweils mit $2 \cdot 50 \%$ der oben genannten Leistung stationär belastet. Im Zeitpunkt des Ausfalls eines Kabelsystems, im so genannten (n-1)-Fall, muss das verbleibende Kabelsystem die ganze Trassen-Nennlast S_N übernehmen, wobei der „worst case“ simuliert wird. Die Zeitdauer des (n-1)-Betriebs bzw. der Reparatur eines direkt erdverlegten 380-kV-Kabelsystems beträgt erfahrungsmäßig nicht mehr als vier Wochen [70].

Die technischen Parameter der Kabel sind in der Anlage A2 zusammengefasst.

Die Verlegungsvarianten der Kabelanlage werden wie folgt vorgeschlagen:

- **Variante 1:** ohne Beachtung partieller Bodenaustrocknung, ohne thermische Stabilisierung, Wärmeleitfähigkeit des umgebenden Erdbodens von $\lambda = 1,0 \text{ W/(K} \cdot \text{m)}$

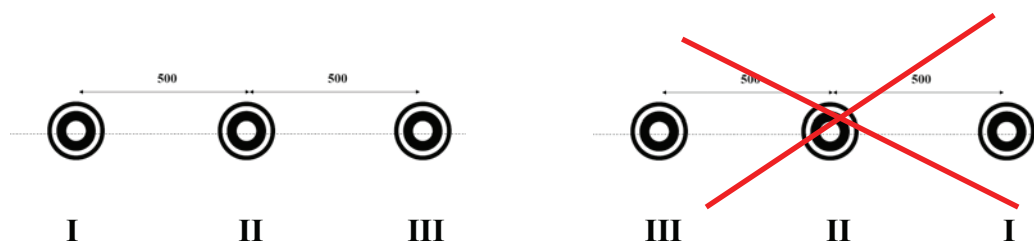


Abbildung 7.1: Einebeneanordnung der 380-kV-VPE-Einleiter-Kabel mit einem Kupfer-Leiterquerschnitt von 2500 mm^2 , keine Bodenaustrocknung, ohne thermische Stabilisierung, $\lambda = 1,0 \text{ W/(K} \cdot \text{m)}$, (n-1)-Fall, Kabelabstand und Systemabstand jeweils 0,5 m, Verlegetiefe 1,5 m

- **Variante 2:** mit Einsatz einer thermischen Stabilisierung ($\lambda = 4,0 \text{ W/(K} \cdot \text{m)}$), jeweils ohne oder mit Berücksichtigung partieller Bodenaustrocknung

An dieser Stelle wird eine thermische Stabilisierung mit minimaler Abmessung eingesetzt (Abb. 7.3), so dass die zusätzlichen Kosten aufgrund des Einsatzes eines besonderen Rückfüllmaterials gering gehalten werden.

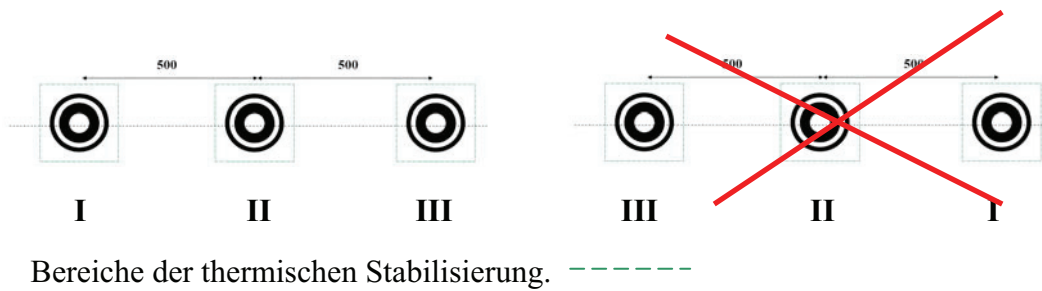


Abbildung 7.2: Einebeneanordnung der 380-kV-VPE-Einleiter-Kabel mit einem Kupfer-Leiterquerschnitt von 2500 mm^2 , ohne oder mit Berücksichtigung partieller Bodenaustrocknung $1,0/0,4 \text{ W/(K} \cdot \text{m)}$, mit thermischer Stabilisierung ($\lambda = 4,0 \text{ W/(K} \cdot \text{m)}$), (n-1)-Fall, Kabelabstand und Systemabstand jeweils 0,5 m, Verlegetiefe 1,5 m

- **Variante 3:** mit lateraler Zwangskühlung, einem Kühlsystem (zwei Kühlrohre) je Kabelsystem

In dieser Variante wird laterale Zwangskühlung eingesetzt. Die Verlegeanordnung der Kabelsysteme bleibt unverändert. Die Kühlrohre werden wie in der Abb. 7.3 verlegt. Die Kühlwassereintrittstemperatur beträgt 15°C und die Wasserströmungsgeschwindigkeit $w = 1,0 \text{ m/s}$. Die technischen Daten der Kühlrohre entsprechen denen im Abschnitt 6. Die Kühlabschnittlänge beträgt an dieser Stelle 10 km (Kühlrohrlänge 20 km). Aufgrund der begrenzten Dauer des (n-1)-Falls und der niedrigen Leitertemperatur im Normalbetrieb wird zusätzlich wegen der eingesetzten Kühlung partielle Bodenaustrocknung ausgeschlossen.

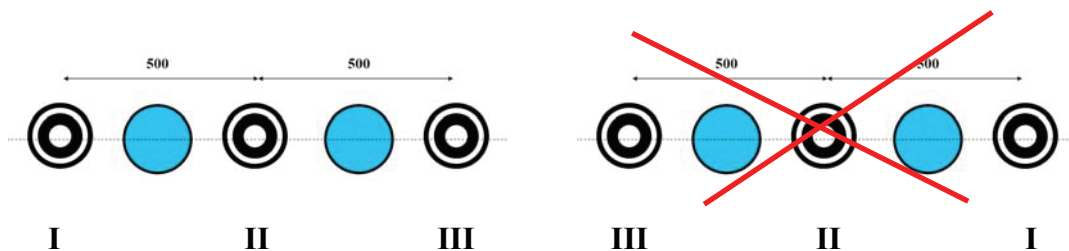


Abbildung 7.3: Verlegeanordnung der 380-kV-VPE-Einleiter-Kabel mit einem Kupfer-Leiterquerschnitt von 2500 mm^2 , ohne partielle Bodenaustrocknung, ohne thermischen Stabilisierung, mit lateraler Zwangskühlung (ein Kühlsystem je Kabelsystem), (n-1)-Fall, Kabelabstand und Systemabstand jeweils 0,5 m, Verlegetiefe 1,5 m

- **Variante 4:** mit lateraler Zwangskühlung, zwei Kühlsysteme je Kabelsystem, nach Wiener Art

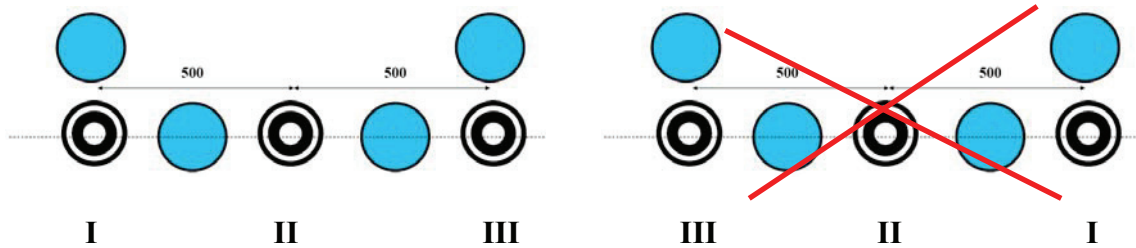


Abbildung 7.4: Verlegeanordnung der 380-kV-VPE-Einleiter-Kabel mit einem Kupfer-Leiterquerschnitt von 2500 mm^2 , ohne Bodenaustrocknung, ohne thermischen Stabilisierung, mit lateraler Zwangskühlung (zwei Kühlsysteme je Kabelsystem), (n-1)-Fall, Kabelabstand und Systemabstand jeweils 0,5 m, Verlegetiefe 1,5 m

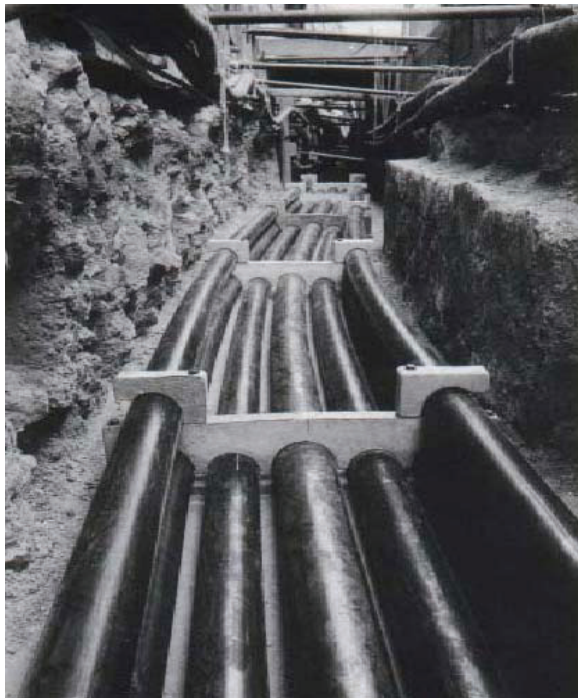


Abbildung 7.5:

Lateralkühlte 380-kV-Kabelanlage in Wien: drei Kabel nebeneinander; zwei Kühlrohre dazwischen und zwei über den beiden äußeren Kabeladern [52]

7.2 Untersuchungen des transienten Erwärmungsverhaltens bei einer zyklischen Last ($m = 0,7$)

Im Folgenden wird für eine EVU-Last von 2300 MVA mit dem Belastungsgrad $m = 0,7$, deren Tageslastspiel wie in Abb. 2.3 gezeigt wird, die transiente Erwärmung einer 380-kV-Kabelanlage untersucht. Alle im Abschnitt 7.1 gegebenen Varianten werden wie folgt überprüft:

7.2.1 Keine thermische Stabilisierung und keine Berücksichtigung partieller Bodenaustrocknung

Für Variante 1 beträgt die Leitertemperatur nach dreitägiger Volllast im Normalbetrieb durchschnittlich ca. 40 °C (Abb. 7.6). Nach der Lastverdopplung im (n-1)-Fall steigt die Leitertemperatur im ersten Lastzyklus (ersten Tag) schon über ihre höchstzulässige Grenze von 90 °C. Nach 30 Tagen einer solchen Situation können die Kabelleiter bis auf 140 °C aufgeheizt werden. Solch hohe Temperatur für die oben genannte Zeitdauer kann die VPE-Kabel, besonders ihre Isolierung, zerstören. Deshalb kann die Übertragung einer typischen Leistung von 2300 MVA mit einem solchen 380-kV-Kabelsystem aus VPE-Einleiter-Kabel mit einem Cu-Leiterquerschnitt von 2500 mm² ohne thermische Stabilisierung auch ohne Beachtung der möglicherweise auftretenden partiellen Bodenaustrocknung nicht sichergestellt werden. Das (n-1)-Kriterium wird damit nicht erfüllt.

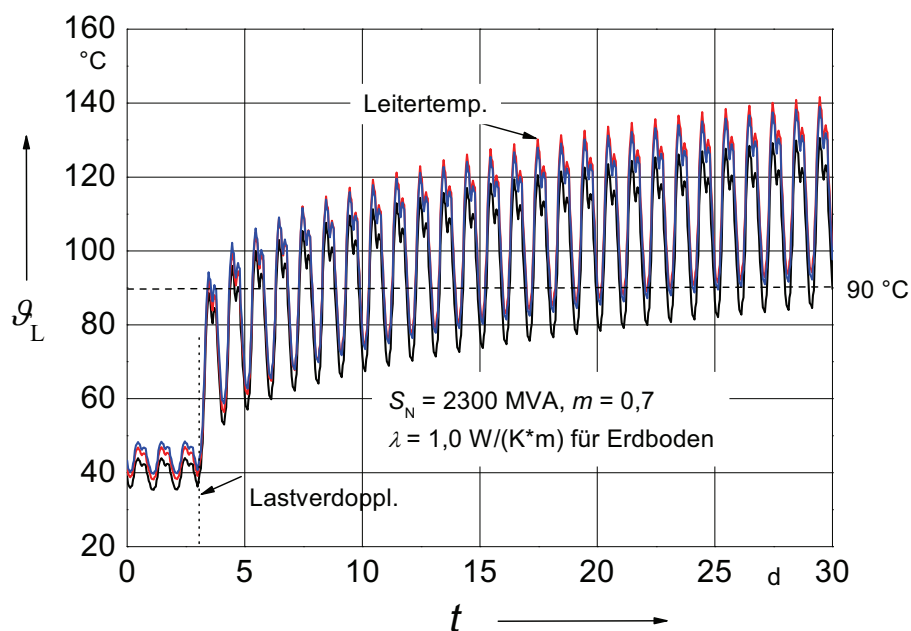


Abbildung 7.6: Verlauf der Leitertemperatur bei einer Störung in einem 380-kV-VPE-Kabel Doppelsystem nach vorangegangener dreitägiger Volllast, Cu-Leiterquerschnitt 2500 mm², ohne Bodenaustrocknung

7.2.2 Einsatz einer thermischen Stabilisierung ohne/mit Berücksichtigung partieller Bodenaustrocknung

Im Folgenden wird die Kabelanlage bei Einsatz einer thermischen Stabilisierung und unter Berücksichtigung der im Langzeitbetrieb möglicherweise auftretenden partiellen Bodenaustrocknung untersucht (s. Variante 2).

Infolge des Einsatzes einer thermischen Stabilisierung mit einem besonderen Rückfüllmaterial ($\lambda = 4,0 \text{ W/(K}\cdot\text{m)}$) wird die Leitertemperaturen herabgesetzt. Sie kann nach vier Wochen im (n-1)-Betrieb auf ca. 125°C begrenzt werden (Abb. 7.7). Im ersten Lastzyklus bleibt die Leitertemperatur noch unterhalb der höchstzulässigen Grenze von 90°C und geht erst im zweiten Zyklus darüber hinaus.

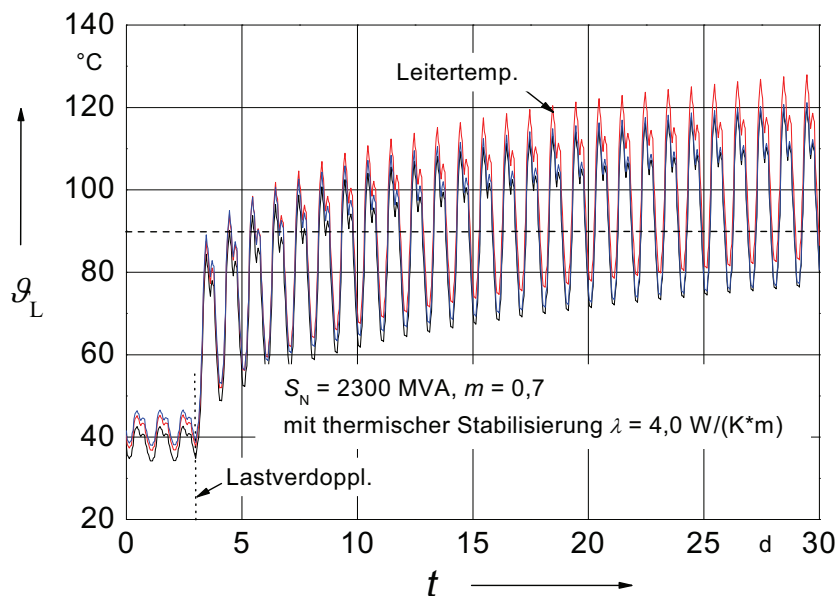


Abbildung 7.7: Verlauf der Leitertemperatur bei einer Störung in einem 380-kV-VPE-Kabel Doppelsystem nach vorangegangener dreitägiger Vollast, Cu-Leiterquerschnitt 2500 mm^2 , ohne partielle Bodenaustrocknung, mit thermischer Stabilisierung

Wird die partielle Bodenaustrocknung berücksichtigt, liegt die Temperatur merklich höher als diejenige in der Variante 1. Abb. 7.8 zeigt außerdem, dass die Leitertemperaturdifferenz zwischen unterschiedlichen Kabeladern größer wird (vgl. Abb. 7.6). Aufgrund der Einflüsse von den zwei daneben liegenden Kabeladern und auch wegen des dazwischen liegenden Rückfüllmaterials mit einer guten Wärmeleitfähigkeit ($\lambda = 4,0 \text{ W/(K}\cdot\text{m)}$) ist die Leitertemperatur vom Kabelader II (rote Linie) zum Vergleich mit Kabelader I (schwarz) und Kabelader III (blau) deutlich höher.

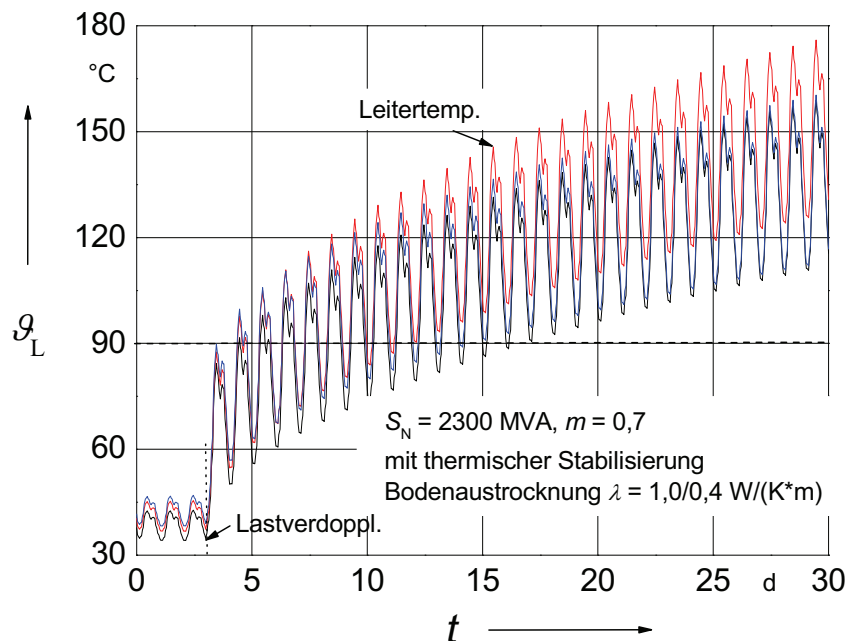


Abbildung 7.8: Verlauf der Leitertemperatur bei einer Störung in einem 380-kV-VPE-Kabel Doppelsystem nach vorangegangener dreitägiger Vollast, Cu-Leiterquerschnitt 2500 mm^2 , unter Berücksichtigung partieller Bodenaustrocknung, mit thermischer Stabilisierung

7.2.3 Mit lateraler Zwangskühlung

Im Folgenden wird eine zwangsgekühlte 380-kV-Kabelanlage betrachtet (s. Variante 3). Abb. 7.9 zeigt die Temperaturverläufe der Kabelleiter und des Kühlwassers im Austrittspunkt.

Das Kühlwasser strömt ins linke Rohr ein und aus dem rechten Rohr aus. Deswegen ergibt sich hier beim Leiter der Kabelader II die niedrigste Temperatur. Der Leiter der Kabelader I, welches sich nah zum Wasseraustritt mit der höchsten Kühlwassertemperatur befindet, ist am heißesten. Die Leitertemperaturen sind trotz der Kühlung kurzzeitig geringfügig über 90°C .

Des Weiteren wird jedes Kabelsystem mit zwei Kühlsystemen nach Wiener Art ausgerüstet. Abb. 7.10 zeigt, dass die Leitertemperaturen die höchstzulässige Grenze von 90°C auf keinen Fall überschreiten. Die Leitertemperaturen werden während der Kühlung über eine Dauer von ca. vier Wochen herabgesetzt und weisen eine Abwärtstendenz auf. Das Kühlwasser im Austrittspunkt hat vor dem Einschalten der Kühlsysteme in zwei Kühlrohren noch unterschiedliche Temperaturen. Nach ca. zehntägiger Kühlung gibt es fast keine Differenz mehr und die Temperatur bleibt auf einem niedrigen Niveau von ca. 25°C .

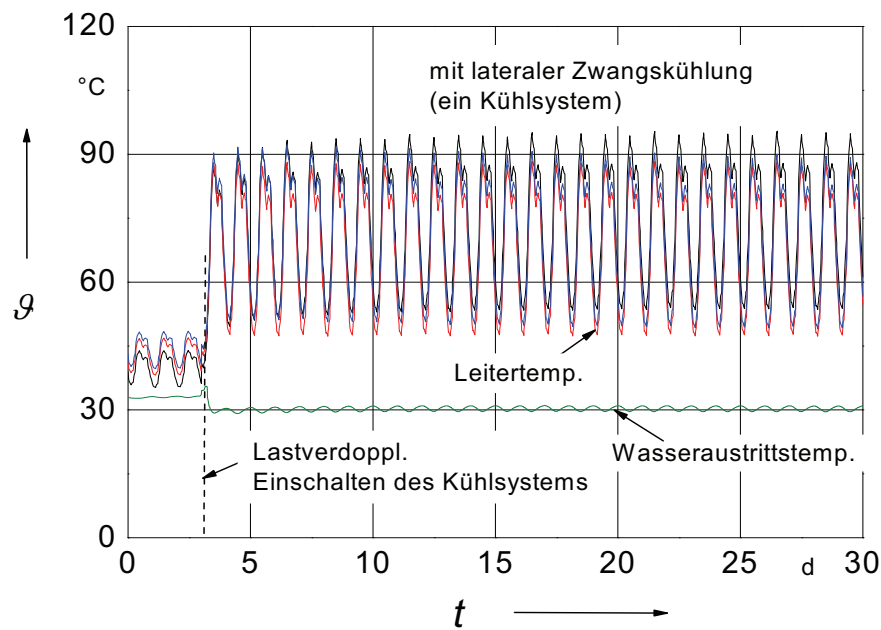


Abbildung 7.9: Verlauf der Leitertemperatur bei einer Störung in einem 380-kV-VPE-Kabel Doppelsystem nach vorangegangener dreitägiger Vollast, Cu-Leiterquerschnitt 2500 mm^2 , $S_N = 2300 \text{ MVA}$, $m = 0,7$; die Kühlung wird erst mit Störungsbeginn in Betrieb genommen

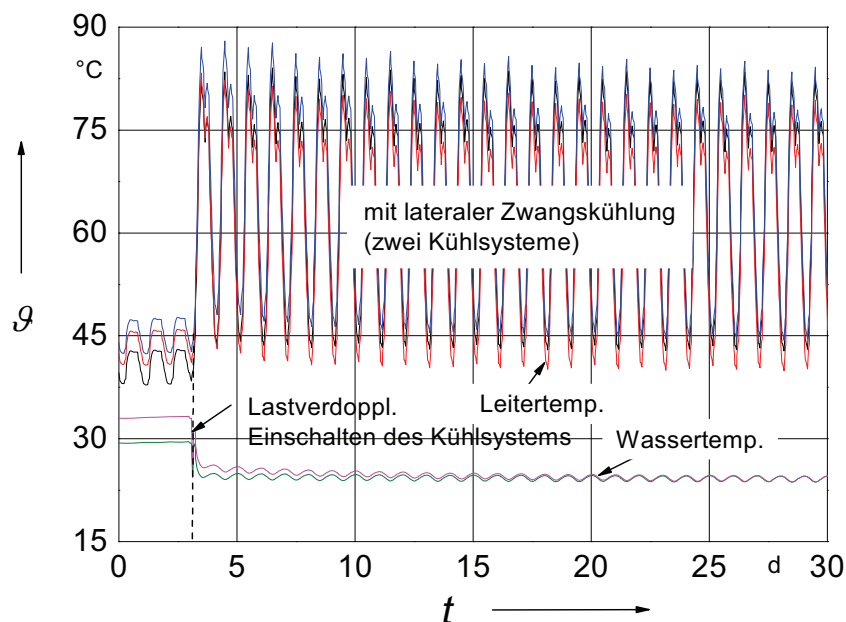


Abbildung 7.10: Verlauf der Leitertemperatur bei einer Störung in einem 380-kV-VPE-Kabel Doppelsystem nach vorangegangener dreitägiger Vollast, Cu-Leiterquerschnitt 2500 mm^2 , $S_N = 2300 \text{ MVA}$, $m = 0,7$; die Kühlung (zwei Kühlsysteme) wird erst mit Störungsbeginn in Betrieb genommen

7.3 Untersuchungen des transienten Erwärmungsverhaltens bei einer Dauerlast ($m = 1,0$)

Im Folgenden wird die vorstehende 380-kV-Kabelanlage bei einer Dauerlast (Belastungsgrad $m = 1,0$) untersucht, da nach der Meinung der Netzbetreiber der durchschnittliche Belastungsgrad der deutschen EVU-Netze auf 380-kV-Ebene heute bereits in der Größenordnung von 0,9 oder sogar darüber liegt [13]. Die Untersuchungen werden ebenfalls nach den im Abschnitt 7.1 gegebenen Varianten durchgeführt. Der Schwerpunkt liegt an dieser Stelle auch im (n-1)-Betrieb. Gestützt auf Vorberechnungen wird zunächst als typische Leistung eines Freileitungssystems von 1840 MVA angenommen.

7.3.1 Keine thermische Stabilisierung und keine Berücksichtigung partieller Bodenaustrocknung

Die zwei 380-kV-VPE-Kabelsysteme werden jeweils mit 2*50 % der vorgegebenen Last von 1840 MVA stationär belastet. Fällt ein System zum Zeitpunkt $t = 0$ s aus, wird das verbleibende System mit der gesamten Trassen-Nennlast $S_N = 1840$ MVA betrieben. Ohne thermische Stabilisierung und ohne Berücksichtigung partieller Bodenaustrocknung kann der heißeste Leiter des gesunden Kabelsystems nach ca. 12 Stunden die höchstzulässige Grenztemperatur von 90 °C überschreiten (Abb. 7.11).

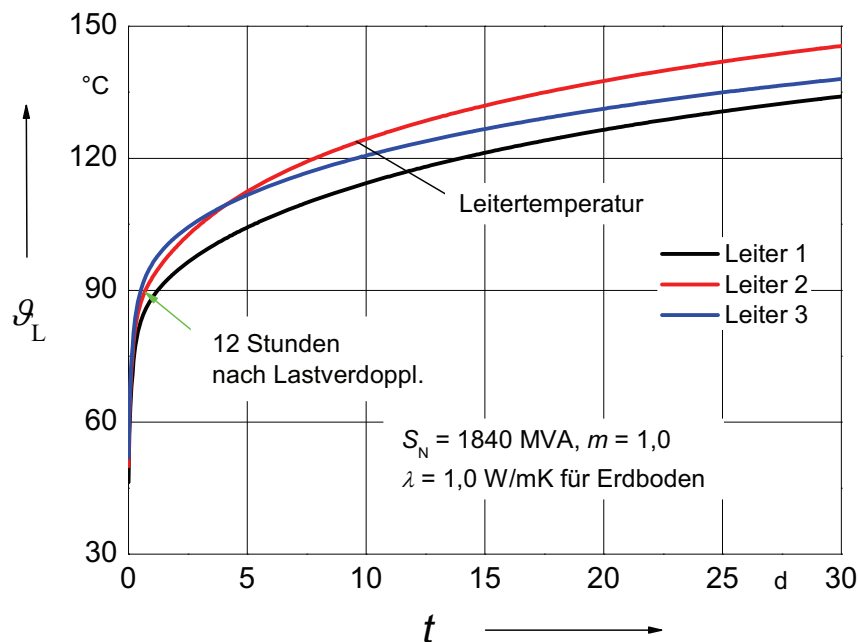


Abbildung 7.11: Verlauf der Leitertemperatur bei einer Störung in einem 380-kV-VPE-Kabel Doppelsystem nach vorangegangener stationärer Volllast, Cu-Leiterquerschnitt 2500 mm², ohne partielle Bodenaustrocknung

Abb. 7.11 zeigt, dass der Leiter der Kabelader III des linken Systems im Normalbetrieb die höchste Temperatur aufweist. Aufgrund des Ausfalls des nebenstehenden rechten Kabelsystems steigt die Leitertemperatur in der Kabelader II nach ca. vier Tagen schon über derjenigen von der Kabelader III.

Nach einer Woche unter einer solchen Betriebssituation können sich die Kabelleiter sogar bis auf 120 °C aufheizen, was zu ihrer Zerstörung führen kann.

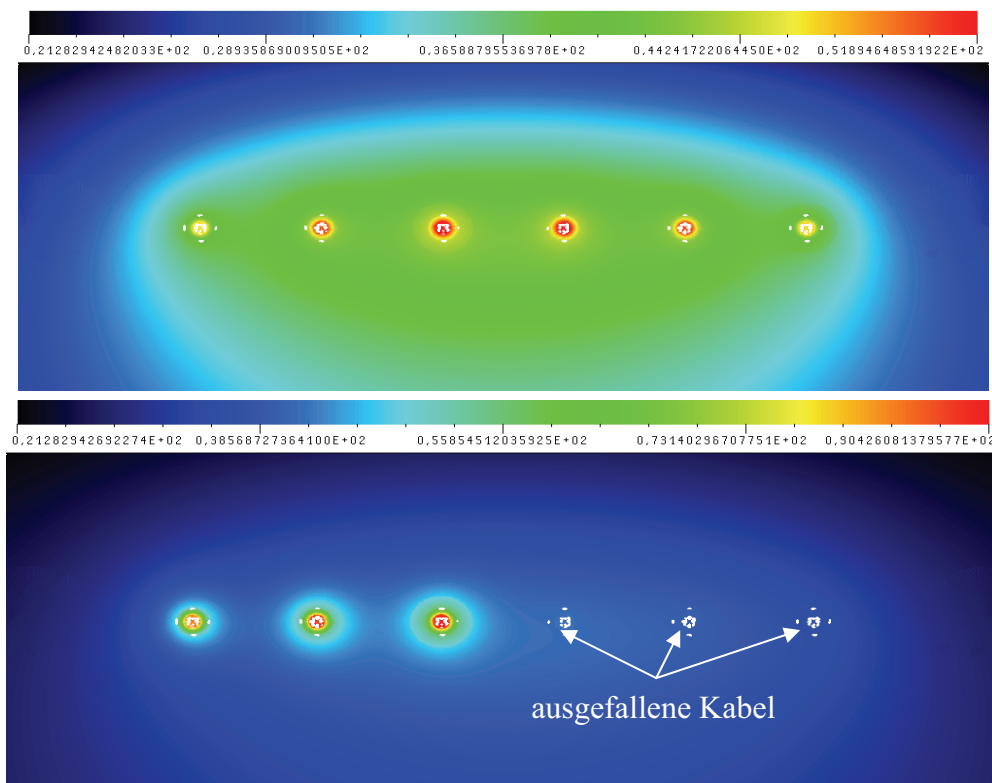


Abbildung 7.12: Temperaturverteilung zum Zeitpunkt $t = 0$ s (Normalbetrieb, oben) und zum Zeitpunkt, bei dem die Leitertemperatur 90 °C erreicht (Störfall, unten)

In Abb. 7.12 werden zwei Temperaturverteilungen der Kabel und des umgebenden Erdbodens verglichen, im Normalbetrieb (oben) und zu Zeitpunkt, wann der Leiter der Kabelader III seine höchstzulässige Grenztemperatur von 90 °C erreicht ((n-1)-Fall, unten).

7.3.2 Einsatz einer thermischen Stabilisierung ohne/mit Berücksichtigung partieller Bodenaustrocknung

Im Folgenden wird die 380-kV-Kabelanlage mit Einsatz einer thermischen Stabilisierung ($\lambda = 4,0 \text{ W/(K} \cdot \text{m)}$) ohne bzw. mit Berücksichtigung partieller thermischer Stabilisierung im (n-1)-Fall analysiert. Beim Einsatz einer thermischen Stabilisierung verlängert sich die Zeitdauer bis zum Erreichen der Leitergrenztemperatur von 90 °C um ca. das dreifache auf 36 Stunden (vgl. Abb. 7.11).

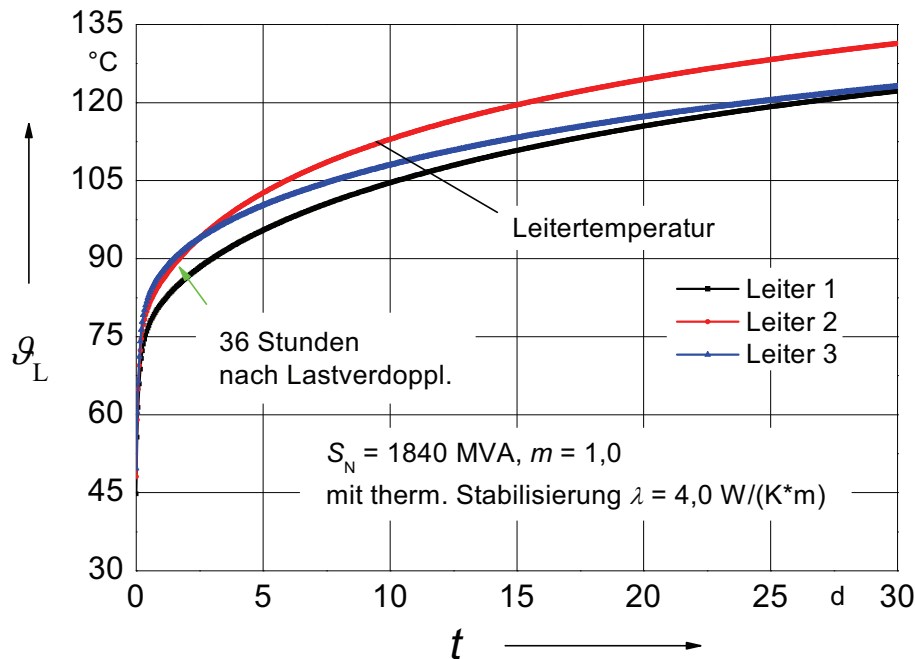


Abbildung 7.13: Verlauf der Leitertemperatur bei einer Störung in einem 380-kV-VPE-Kabel Doppelsystem nach vorangegangener stationärer Vollast, Cu-Leiterquerschnitt 2500 mm^2 , mit thermischer Stabilisierung

Nun wird die partielle Bodenaustrocknung zusätzlich in Betracht gezogen, d.h. die Wärmeleitfähigkeit des umgebenden Erdbodens ist $\lambda = 1,0 \text{ W/(K}\cdot\text{m)}$ bei feuchtem Boden und $0,4 \text{ W/(K}\cdot\text{m)}$ bei trocknendem Boden. Die Temperaturverläufe der drei Leiter des intakten Kabelsystems sind in Abb. 7.14 zusammengefasst.

Für diese Situation kann der heißeste Kabelleiter in 5,3 Stunden die höchstzulässige Grenztemperatur von 90°C überschreiten. Die Leitertemperaturen sind auch beträchtlich höher als diejenigen ohne Berücksichtigung partieller Bodenaustrocknung (vgl. Abb. 7.11 und Abb. 7.13).

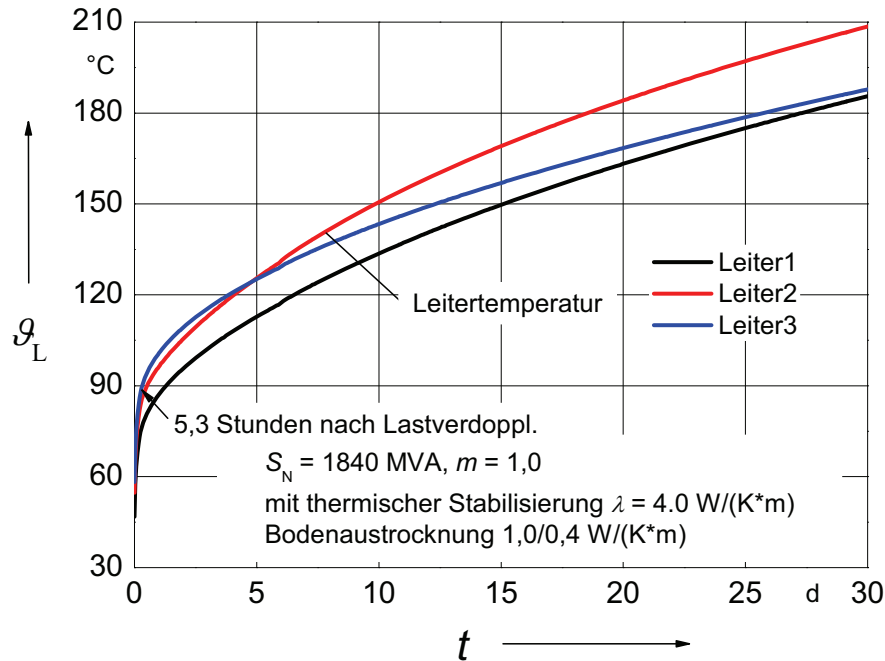


Abbildung 7.14: Verlauf der Leitertemperatur bei einer Störung in einem 380-kV-VPE-Kabel Doppelsystem nach vorangegangener stationärer Vollast, Cu-Leiterquerschnitt 2500 mm^2 , mit thermischer Stabilisierung und unter Berücksichtigung partieller Bodenaustrocknung

7.3.3 Mit lateraler Zwangskühlung (zwei Kühlsysteme)

In diesem Abschnitt wird eine zwangsgekühlte 380-kV-Kabelanlage mit zwei Kühlsystemen nach Wiener Art (Abb. 7.4 und Abb. 7.5) untersucht. Abb. 7.15 zeigt, dass das Kabelsystem mit Hilfe der Lateralkühlung im (n-1)-Fall eine Leistung von 1840 MVA ($m=1,0$) über eine Zeitdauer von vier Wochen zuverlässig übertragen kann. Die Leitertemperaturen gehen auf keinen Fall über die höchstzulässige Grenze von 90 °C hinaus. In diesem Zeitraum kann normalerweise die Reparatur des ausgefallenen Kabelsystems erfolgreich durchgeführt werden. Die höchste Wassertemperatur in einem der beiden Kühlsysteme kann wegen der Lastverdopplung in einige Stunden auf über 40 °C steigen, was jedoch erfahrungsmäßig nicht zu Problemen im Kühlsystem führt. Allerdings muss die Arbeitsleistung der Kühlmaschinen entsprechend angepasst werden.

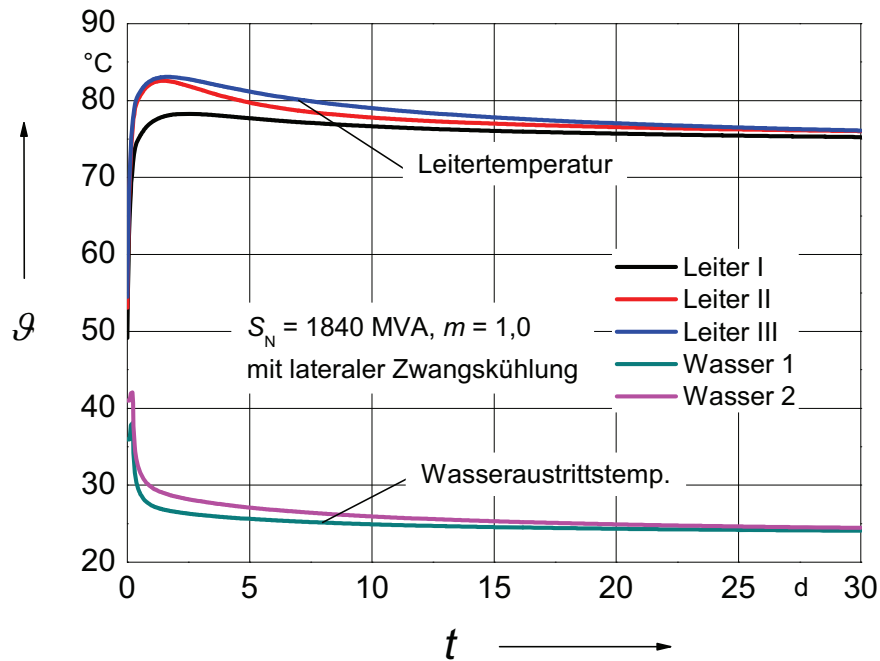


Abbildung 7.15: Verlauf der Leitertemperatur bei einer Störung in einem 380-kV-VPE-Kabel Doppelsystem nach vorangegangener stationärer Vollast, Cu-Leiterquerschnitt 2500 mm^2 ; die Kühlung (zwei Kühlsysteme) wird erst mit Störungsbeginn in Betrieb genommen

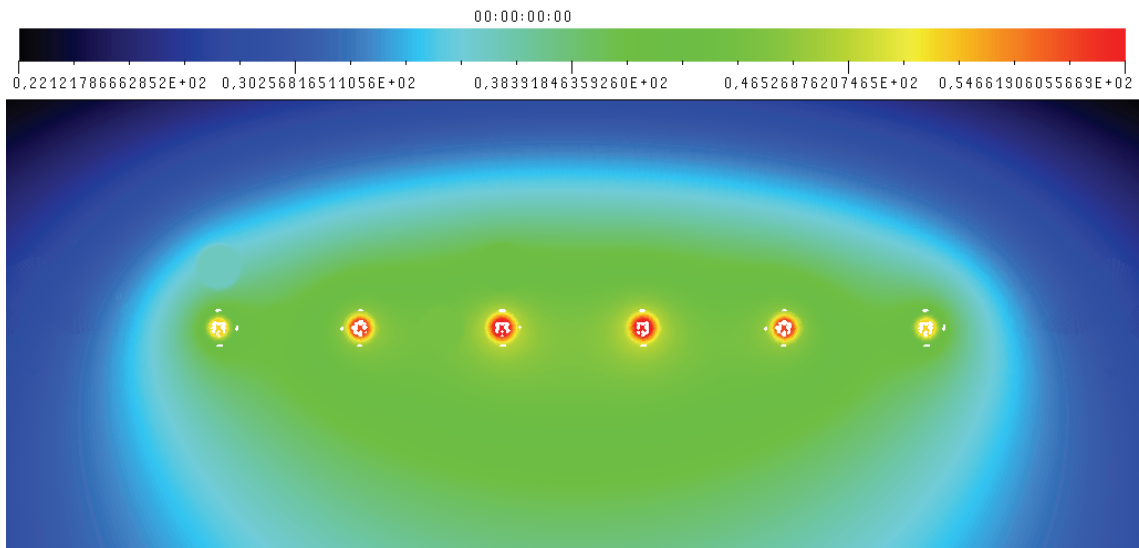


Abbildung 7.16: Temperaturverteilung der Kabel und des umgebenden Bodens im Normalbetrieb

Infolge der Kühlung kann das Gebiet hoher Temperaturgradienten wegen der Lastverdopplung auf einen kleinen Bereich begrenzt werden, so dass die hohe Temperatur der Kabelleiter den umgebenden Erdboden nur gering beeinflusst (Abb. 7.17).

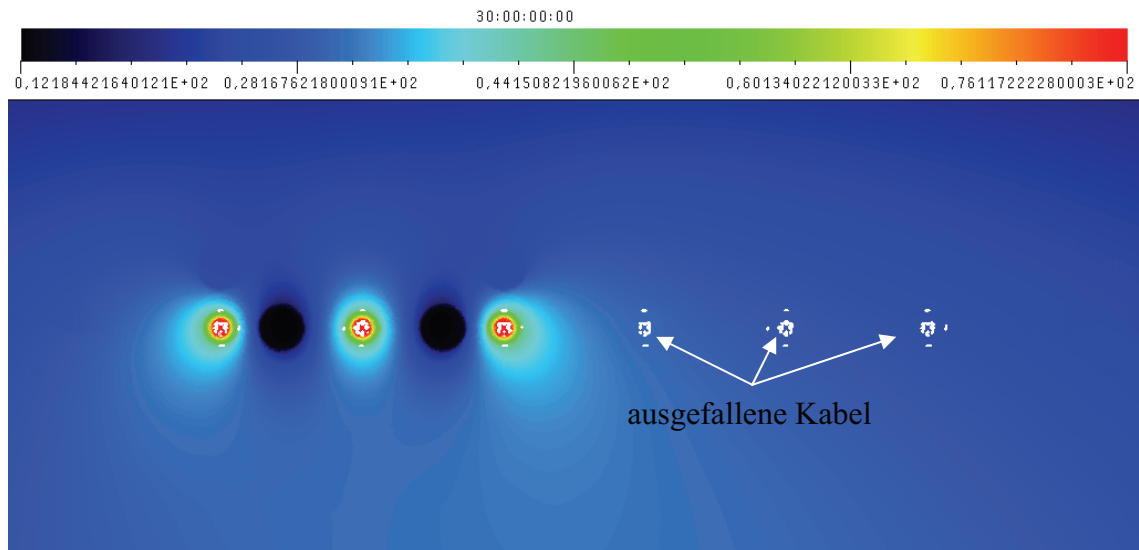


Abbildung 7.17: Temperaturverteilung nach 30tägiger Kühlung

7.4 Optimierung der Kühlsysteme

Die bisherigen Untersuchungsergebnisse zeigen, dass durch laterale Kühlung die temporäre Überlastbarkeit der 380-kV-Kabelanlage im (n-1)-Fall deutlich erhöht werden kann, besonders mit zwei Kühlsystemen nach Wiener Art. Im Folgenden wird die Optimierung der Kühlsysteme durch die Kühlrohrpositionierung untersucht. Die technischen Daten der Kabelsysteme und der Kühlsysteme entsprechen denen des letzten Abschnitts. Die folgenden Varianten werden vorgeschlagen:

Variante 1:

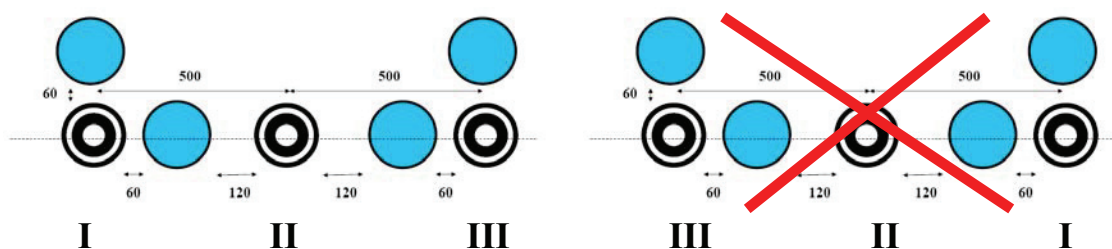


Abbildung 7.18: Verlegeanordnung der Kabelanlagen und der Kühlsysteme; Kühlrohre für Wassereintritt liegen nahe gegen zwei außen verlegten Kabelader

In dieser Variante liegen die Kühlwasserrohre für den Wassereintritt nahe zu Kabelader I und Kabelader III, jeweils mit einem lichten Abstand von 60 mm. Der lichte Abstand zu Kabel II beträgt 120 mm (s. Abb. 7.18).

Variante 2:

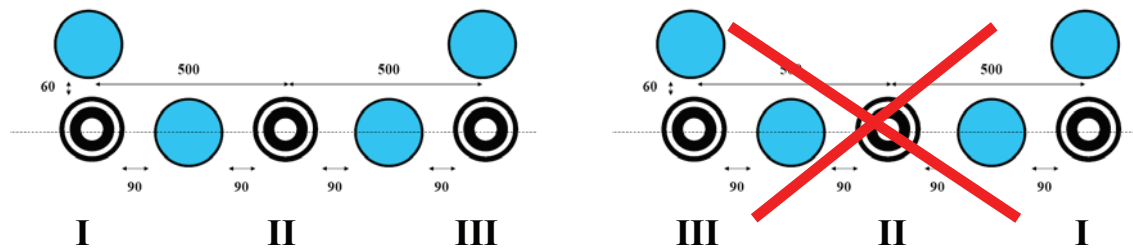


Abbildung 7.19: Verlegeanordnung der Kabelanlagen und der Kühlsysteme; Kühlrohre für Wassereintritt liegen in der Mitte zwischen den Kabeladern.

Die Wasserrohre für den Kühlwassereintritt befinden sich in der Mitte zwischen zwei Kabeln jeweils mit einem lichten Abstand von 90 mm (s. Abb. 7.19).

Variante 3:

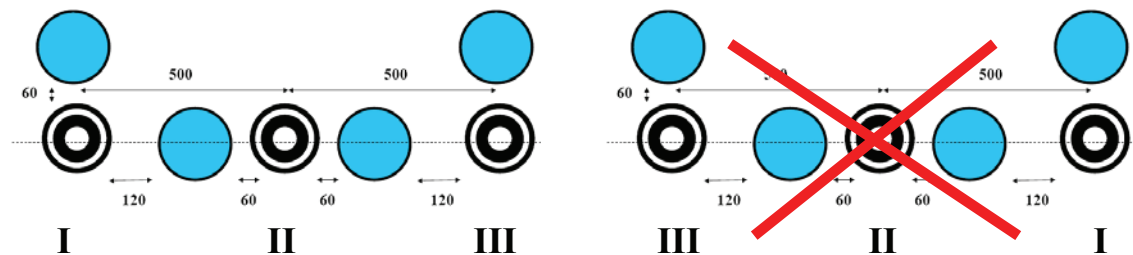


Abbildung 7.20: Verlegeanordnung der Kabelanlagen und der Kühlsysteme; Kühlrohre für Wassereintritt liegt nahe der mittleren Kabelader

Die Wasserrohre für den Kühlwassereintritt liegen nahe zu Kabelader II mit einem lichten Abstand von 60 mm (s. Abb. 7.20).

Gestützt auf die Voruntersuchungen sind zunächst die Kabelsysteme in den oben genannten drei Varianten mit 2*50 % der Trassen-Nennlast (Belastungsgrad $m = 1,0$) von jeweils 1725 MVA, 1840 MVA und 1955 MVA stationär vorbelastet. Im (n-1)-Fall muss das verbleibende Kabelsystem die gesamte Trassen-Nennlast übernehmen. Im Zeitpunkt des Störungsauftritts werden die parallel liegenden Kühlsysteme eingeschaltet. Die Zeitdauer dieses (n-1)-Betriebs beträgt ebenfalls vier Wochen, in denen die Reparatur durchgeführt wird.

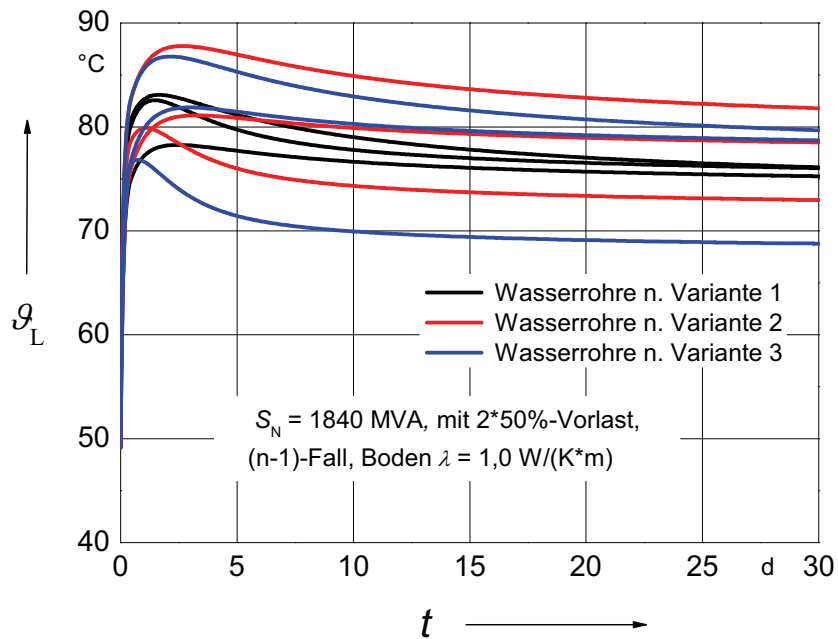


Abbildung 7.21: Verlauf der Leitertemperatur bei einer Störung in einem 380-kV-VPE-Kabel Doppelsystem nach vorangegangener stationärer Vollast, Cu-Leiterquerschnitt 2500 mm^2 ; die Kühlung wird erst mit Störungsbeginn in Betrieb genommen

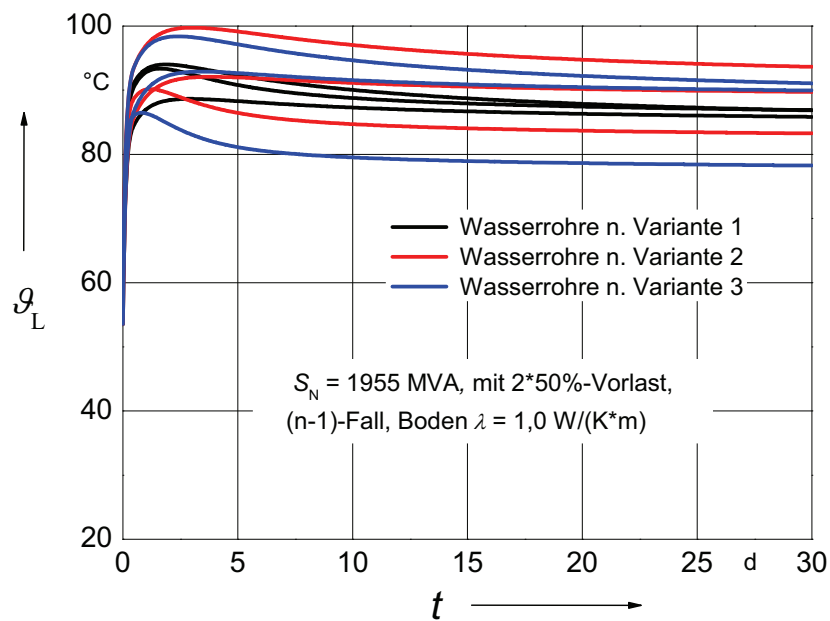


Abbildung 7.22: Verlauf der Leitertemperatur bei einer Störung in einem 380-kV-VPE-Kabel Doppelsystem nach vorangegangener stationärer Vollast, Cu-Leiterquerschnitt 2500 mm^2 ; die Kühlung wird erst mit Störungsbeginn in Betrieb genommen

Abb. 7.21 und 7.22 zeigen die Leitertemperaturverläufe des intakten Kabelsystems bei unterschiedlichen Kühlrohrpositionen. Daraus kann man ableiten, dass die Temperaturdifferenz der Kabelleiter in der ersten Variante kleiner ist als diejenige in den anderen Varianten und besonders nach 30tägiger Kühlung auf weniger als 2 K gesunken ist. Darüber hinaus sind die Leitertemperaturen in der ersten Variante durchschnittlich auch niedriger als diejenigen der anderen Varianten. Das bedeutet, dass das verbleibende Kabelsystem in der Variante 1 im (n-1)-Fall eine höhere Überlastbarkeit aufweist.

Des Weiteren wird die Grenze der Übertragungsleistung für Variante 1 untersucht. Abb. 7.23 zeigt das Ergebnis, dass das Kabelsystem in der ersten Variante im (n-1)-Fall über eine Zeitdauer von vier Wochen eine Leistung mehr als 1900 MVA übertragen kann.

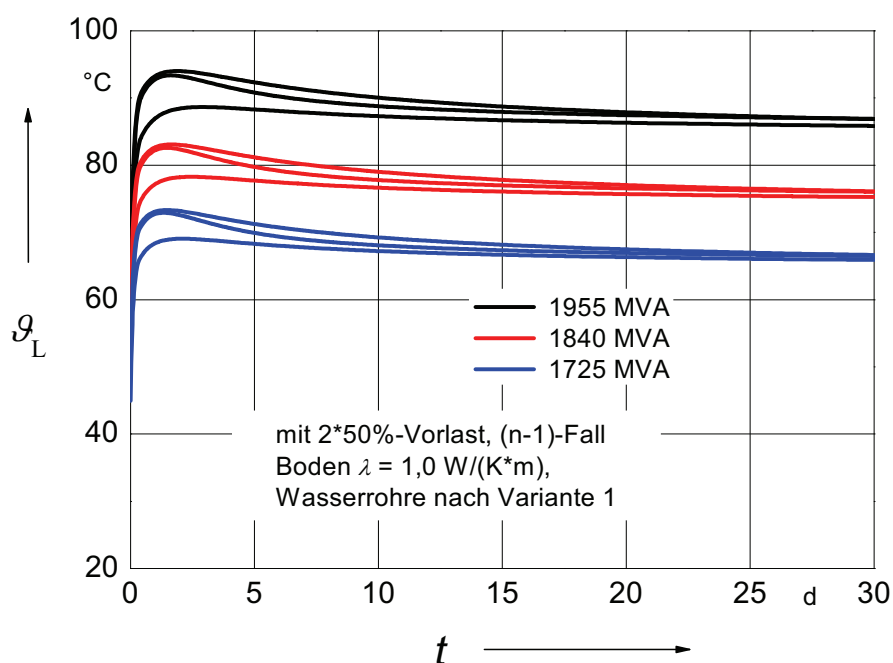


Abbildung 7.23: Verlauf der Leitertemperatur bei einer Störung in einem 380-kV-VPE-Kabelsystem nach vorangegangener stationärer Vollast, Cu-Leiterquerschnitt 2500 mm^2 ; die Kühlung wird erst mit Störungsbeginn in Betrieb genommen; die Verlegeanordnung der Kühlrohre nach Variante 1.

7.5 Folgerungen

Die vorangegangenen Untersuchungsergebnisse deuten an, dass ein Kabelsystem mit Hilfe der lateralen Zwangskühlung auf der höchsten Spannungsebene von 380 kV im (n-1)-Fall die typische Übertragungsleistung der Freileitung erreichen kann. Zum Beispiel kann ein VPE-Einleiter-Kabelsystem mit einem Kupferleiterquerschnitt von 2500 mm^2

in Einebeneanordnung mit Hilfe lateraler Zwangskühlung unter täglich zyklischer Last mit dem Belastungsgrad von $m = 0,7$ im (n-1)-Fall von einer Dauer von ca. vier Wochen eine Leistung von 2300 MVA übertragen. Erfahrungsmäßig kann die Reparatur eines ausgefallenen 380-kV-Kabelsystems im oben genannten Zeitraum erfolgreich abgeschlossen werden.

Das zu untersuchende Kabelsystem bei natürlicher Kühlung (ohne Zwangskühlung) gestattet eine Dauerbelastbarkeit mit jeweils 1375 MVA (Dauerlast $m = 1,0$) und mit 1600 MVA (eine EVU-Last mit Belastungsgrad von $m = 0,7$). Zum Vergleich: die zwangsgekühlte Kabelanlage kann mehr als 1750 MVA Dauerlast ($m = 1,0$) und 2300 MVA ($m = 0,7$) im (n-1)-Fall mindestens über eine Zeitdauer von vier Wochen übertragen. Es zeigte sich, dass die laterale Wasserkühlung eine effektive Methode zur temporären Überlastbarkeitssteigerung ist.

Durch Optimierung der Kühlrohrposition kann das Übertragungsvermögen weiter erhöht werden, besonders für Dauerlast (Belastungsgrad $m = 1,0$). Durch die Untersuchung im Abschnitt 7.4 kommt man zu dem Schluss, dass die zwangsgekühlte Kabelanlage zeitweise eine Last von ca. 1900 MVA übernehmen kann.

Aufgrund der Flexibilität ist das Konzept der zwangsgekühlten Kabelanlage, besonders für den selten auftretenden (n-1)-Betrieb geeignet.

8 Lebensdauer der Kühlrohre in der Energieübertragung

Die Untersuchungsergebnisse in den Abschnitten 6 und 7 zeigten, dass die zwangsgekühlte Kabelanlage eine große temporäre Überlastbarkeit aufweist und besonders für den (n-1)-Betrieb geeignet ist. In diesem Abschnitt wird untersucht, ob die zusammen mit Kabeln verlegten Kühlrohre über die Gesamtlebensdauer der Kabel also erfahrungsgemäß über ca. 40 Jahre immer betriebsbereit sind.

Aus den im Abschnitt 6.2.1 vorgestellten Formeln können die zeitlichen Strommittelwerte bzw. die mittleren Verluste einer Kabelanlage je nach Windstatistik berechnet werden. Im Abschnitt 6.4 wurde die Lebensdauer der Kühlrohre unter Berücksichtigung der Temperatur und des Innendrucks diskutiert. Im Folgenden wird die Lebensdauer der Kühlrohre in einer Kabeltrasse für Energieübertragung, besonders für Windenergieübertragung, untersucht.

8.1 Lebensdauer der Kühlrohre in einer Tasse für Windenergieübertragung

An dieser Stelle ist eine zwangsgekühlte 110-kV-Kabelanlage aus zwei VPE-Einleiter-Kabel-Systemen, die einen Leiterquerschnitt von 2500 mm^2 aufweisen, in gebündelter Verlegung ohne zusätzlich thermische Stabilisierung als Beispiel betrachtet (s. Abschnitt 6.3).

Für die Lebensdauer von Kühlrohren sollen zwei Fälle wie folgt unterschieden werden:

- 1) Die relativen Zeitmittelwerte des Laststromes für eine Windlast werden nach der Windstatistik und aus den technischen Daten der Windkraftanlagen berechnet. Damit kann die Temperatur bzw. Lebensdauer der Kühlrohre prognostiziert werden. In diesem Fall befindet sich das Kühlwasser im Stillstand, und es gibt keine Zwangskühlung, weil die Kabelanlage nur schwach belastet wird.
- 2) Während der Starkwindphasen bzw. unter der im Abschnitt 6 angegebenen Nenn-Trassenlast von 380 MVA im Normalbetrieb oder im (n-1)-Betrieb wird die Zwangskühlung eingesetzt. Die Kühlrohre werden mit Druck beaufschlagt.

Um die Zeitmittelwerte des Laststromes für eine mit einem Windpark verbundene Kabelanlage zu berechnen, müssen einige technische Kenndaten, z.B. Einschalt- und Abschaltwindgeschwindigkeit von Windkraftanlagen und die mittlere Windgeschwindigkeit des Einsatzortes der Windkraftanlagen bekannt sein.

Für eine Windkraftanlage mit einer Nennleistung von 5 MW gelten folgende technischen Daten:

| | | |
|------------------------------|-----|-----------------|
| Nennleistung | MW | 5 |
| Einschaltwindgeschwindigkeit | m/s | 3,5 |
| Nennwindwindgeschwindigkeit | m/s | 13,0 |
| Abschaltwindgeschwindigkeit | m/s | 25,0 (onshore) |
| | m/s | 30,0 (offshore) |

Tabelle 8.1: Technische Daten einer WEA, Quelle: Repower [51]

| \bar{v} | q (onshore) | q (offshore) | p (onshore) | p (offshore) |
|-----------|---------------|----------------|---------------|----------------|
| m/s | % | % | % | % |
| 6 | 17,5 | 17,5 | 3,0 | 3,0 |
| 7,5 | 29,4 | 29,5 | 8,7 | 8,7 |
| 9 | 40,8 | 41,1 | 16,7 | 16,8 |
| 10 | 47,2 | 47,8 | 22,3 | 22,9 |
| 12 | 55,9 | 58,5 | 31,3 | 34,2 |

Tabelle 8.2: Einfluss der mittleren Windgeschwindigkeit auf die Kabelströme sowie die Verlustleistungsbeläge für 20 km Kabeltrasse

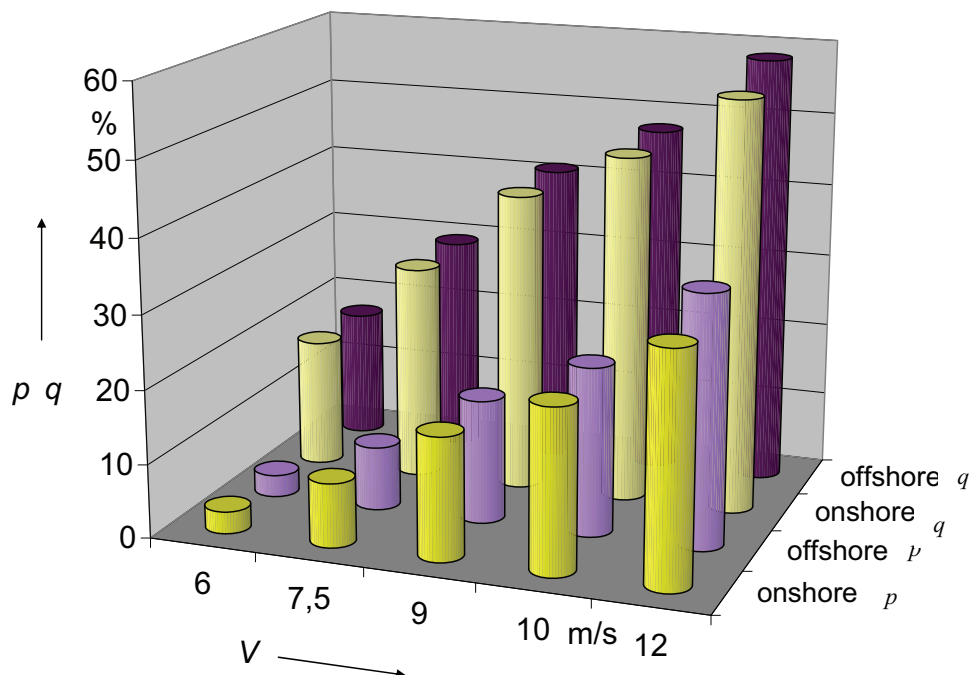


Abbildung 8.1: Die bezogenen Werte von Strom- und Verlustleistungsmittelwerten der Kabel, abhängig von mittlerer Windgeschwindigkeit für 20 km Trasse

In der Tabelle 8.2 sind die bezogenen zeitlichen Strommittelwerte und die bezogenen Verlustbeläge der Kabel jeweils für Onshore- und Offshore-Windparks für unterschiedliche mittlere Windgeschwindigkeiten mit Hilfe der im Abschnitt 6.2.1 angegebenen Formeln zusammengefasst.

Demnach ergibt sich für eine mittlere Windgeschwindigkeit in Wintermonaten von 10 m/s ein bezogener zeitlicher Strommittelwert von 47,8 %, wenn man sich auf eine Offshore-Windpark-Stromleitung bezieht.

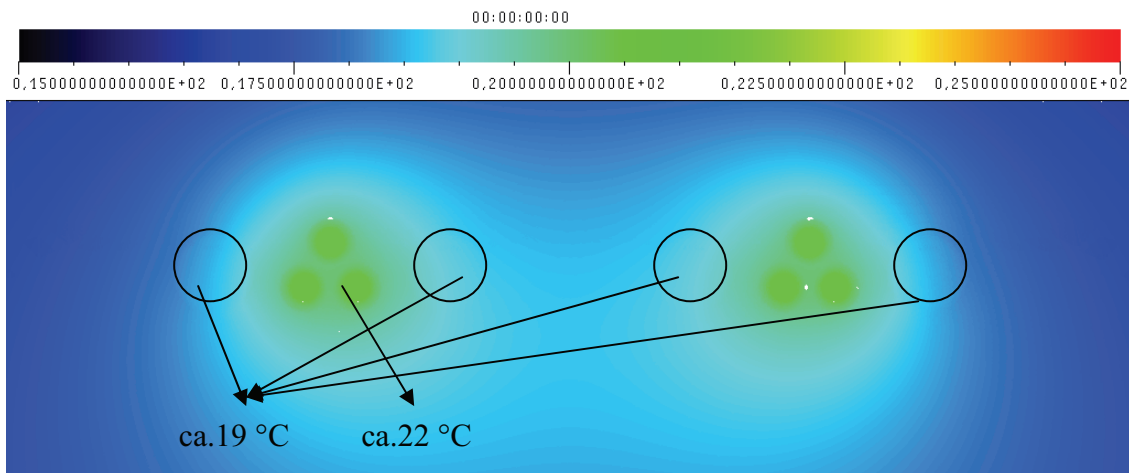


Abbildung 8.2: Temperaturverteilung der Kabel, der Kühlrohre und des umgebenden Erdbodens

Abb. 8.2 zeigt, dass sich mit dem oben gerechneten Strommittelwert der Trassen-Nennlast von 380 MVA für die Temperatur der Kabelleiter ca. 22 °C und der Kühlrohre mit stillstehendem Wasser ca. 19 °C ergeben, wenn die Temperatur des ungestörten Boden 15 °C beträgt.

Da die Kabel sehr schwach belastet werden, ist der Einsatz von Kühlung nicht sinnvoll. Wegen der großen Wärmekapazität übt das stillstehende Wasser trotzdem eine Wärmestabilisierungsfunktion aus.

Wird die geplante Trasse lediglich für Windenergieübertragung verwendet, kann man die Lebensdauer der Kühlrohre mit der oben genannten Temperatur mit 100 Jahren abschätzen. Während der Starkwindphasen könnten die Kühlrohre bis zu 40 °C aufgeheizt werden, wodurch ihre Lebensdauer verkürzt wird. Nach Angabe der Hersteller [34] liegt die Lebensdauer von Kühlrohren jedoch bei mehr als 50 Jahren.

Um das Kühlwasser auf eine bestimmte Strömungsgeschwindigkeit zu beschleunigen, übt die Pumpe durch das Kühlwasser einen Innendruck auf die Wasserrohre aus. Normalerweise sind die Kühlrohre mit stillstehendem Wasser gefüllt, wie vorher erwähnt, damit in kürzester Zeit die Kühlanlage eingeschaltet werden kann. Da die Kühlrohre sehr nahe bei den Kabeln liegen, besitzen sie und das Kühlwasser bei verändertem Lastzustand der Kabelanlage schon eine erhöhte Temperatur. Zu hohe Wassertemperatur kann beim Einschalten der Kühlung zu Schwierigkeit führen. Insbesondere häufiges Umschalten kann bei hoher Temperatur die Lebensdauer des Kühlsystems enorm verkürzen. Zum Beispiel liegt die Lebensdauer bei 40 °C und einer Innendruckfestigkeit von 7,2 N/mm² bei 40 Jahren. Bei 50 °C und gleicher Innendruckfestigkeit wird die Lebens-

dauer schon auf ca. 700 Stunden verkürzt [34]. Es zeigt sich also, dass die Temperatur bei der Lebensdauerberechnung eine dominante Rolle spielt.

Deshalb sollte man auch die Kühlung in der Starkwindphase im Normalbetrieb einschalten, so dass die Kühlrohrtemperatur verringert und damit ihre Lebensdauer weiter verlängert wird. Das ist aber nicht zwingend erforderlich.

Im (n-1)-Betrieb können sich die Kühlrohre zeitweise aufheizen. Nach dem Einschalten der Kühlung können sie jedoch im Wasseraustrittspunkt in einigen Stunden unterhalb 35 °C abgekühlt werden (s. Abschnitt 6.3). Dadurch tritt keine Verkürzung der Kühlrohrlebensdauer auf.

8.2 Lebensdauer der Kühlrohre bei Dauerlast und bei zyklischer Last

Falls die oben beschriebene 110-kV-Kabeltrasse nicht nur zur Windenergieübertragung, sondern auch als normale Netzstromleitung dient, liegt die Temperatur der Kühlrohre nach den vorherigen Berechnungen im Normalbetrieb bei ca. 35 °C, wenn jedes Kabelsystem (110-kV-VPE-Einleiter-Kabel mit einem Al-Leiterquerschnitt von 2500 mm²) mit 2*50 % der Trassen-Nennlast von 380 MVA stationär belastet ist. Wird die Kühlung im Normalbetrieb eingeschaltet, dann liegt die höchste Temperatur der Kühlrohre, im Austrittspunkt des Kühlwassers, nach fünf Stunden schon unterhalb 30 °C. Nach einwöchiger Kühlung liegt die Temperatur lediglich noch bei 24 °C. Im (n-1)-Fall kann die Temperatur der Kühlrohre während der Kühlung aufgrund der Lastverdopplung zwischen 30 °C und 35 °C liegen.

Während des Kühlvorgangs ergibt sich beim Kühlwassereintritt der maximale Betriebsdruck mit niedrigster Temperatur und beim Wasseraustritt der niedrigste Druck mit höchster Temperatur. Nach den ersten Zyklusläufen des Kühlwassers werden die Temperaturen des Kühlwassers und der Kühlrohre rasch abgesenkt. Wie vorher erwähnt, spielt die Temperatur hier die dominante Rolle. Deshalb bringt die Kühlung durchschnittlich keinen Nachteil für die Lebensdauer der Kühlrohre, obwohl die Kühlrohre in diesem Fall mit einem erhöhten Druck beaufschlagt werden.

In den Untersuchungen im Abschnitt 4.3. verläuft die Temperatur des Kühlwassers bzw. der Kühlrohre näherungsweise linear zu Kühlabschnittlänge nach dem ersten vollständigen Umlauf des Kühlwassers. Im Weiteren ist die Druckdifferenz ebenfalls linear zur Kühlabschnittlänge. Solche Verhältnisse werden in Abb. 8.3 zusammengefasst.

Wären im (n-1)-Fall die mittlere Temperatur des Kühlrohrs im sog. „worst case“ 25 °C (Eintrittstemperatur von 15 °C und Austrittstemperatur von 35 °C) und der mittlere Druck von 6 bar, dann kann man mit Hilfe von Gl. (5.11) und Gl. (5.12) die Lebensdauer für Kühlrohre von 63 Jahren berechnen.

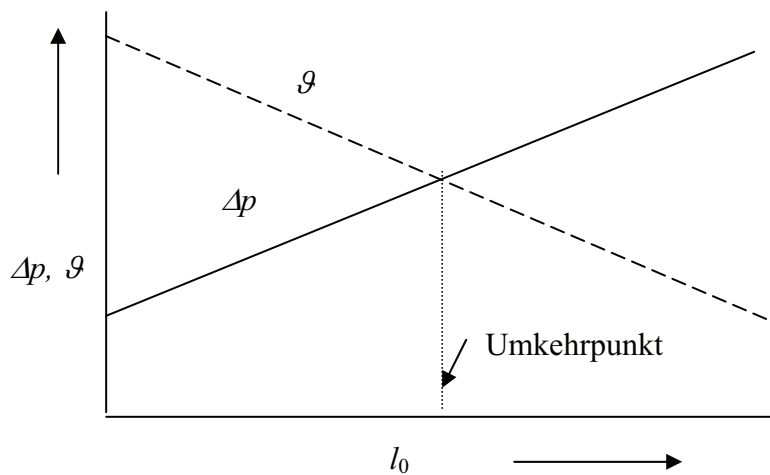


Abbildung 8.3: Verlauf der Temperatur und der Druckdifferenz längs der Kühlab-schnittlänge

Wird eine EVU-Last mit einem täglichen Belastungsgrad $m = 0,85$ wie im Abschnitt 6.3.10 ausgewählt, ohne Kühlung einzuschalten, liegt die Temperatur des Kühlwassers bzw. der Kühlrohre im Normalbetrieb im Maximum bei 31 °C (Abb. 8.4). Mit einer solchen Temperatur wird eine Lebensdauer von mehr als 50 Jahren erwartet. Beim Einsatz der Kühlung kann die Lebensdauer der Kühlrohre sogar im (n-1)-Fall weiter verlängert werden (vgl. Abb. 6.29).

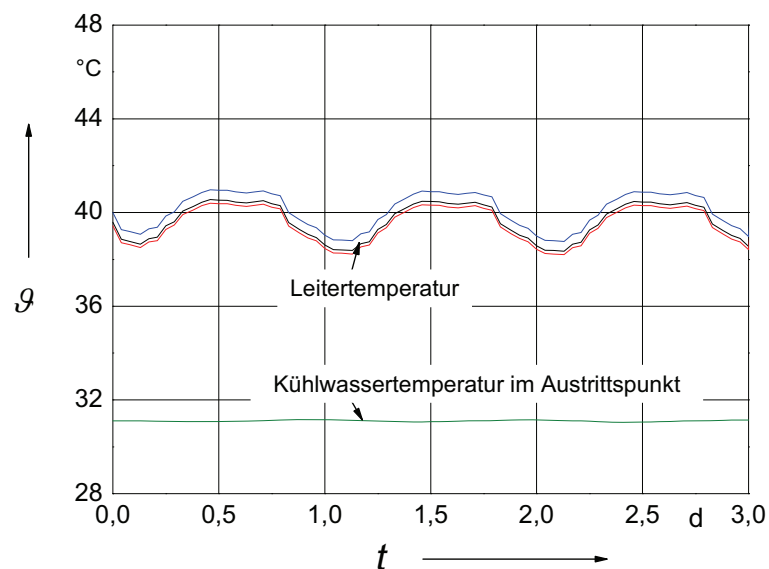


Abbildung 8.4: Zeitlicher Verlauf der Leiter- und Kühlwassertemperatur im Austrittspunkt, Normalbetrieb, $S_N = 380$ MVA, $m = 0,85$

8.3 Folgerungen

Die Untersuchungsergebnisse in diesem Abschnitt deuten an, dass eine Lebensdauer der Kühlrohre sowohl unter dem Zeitmittelwert einer Windlast ohne Einsatz der Kühlung als auch unter Dauerlast oder zyklischer Last sowie im (n-1)-Fall mit Hilfe der Zwangskühlung nach konservativer Einschätzung von 40 Jahren zu erwarten ist. Durch andere Hilfsmaßnahmen, wie z. B. Wechseln der Strömungsrichtung nach einer bestimmten Betriebszeit, kann die Lebensdauer der Kühlrohre aufgrund der Verlaufsumkehrung der Temperatur und des Drucks weiterhin verlängert werden.

Durch zeitweilige Vorkühlung zu den stark belasteten Kabelanlagen lässt sich nicht nur die Lebensdauer der Kühlrohre verlängern, sondern auch die thermische Alterung der Kabel verzögern.

9 Verfügbarkeiten der Kabelanlagen und der Kühlanlagen

Im Folgenden wird über die Verfügbarkeit bzw. Nichtverfügbarkeit der Kabelanlagen und der zugehörigen Kühlanlagen diskutiert. Wird die Kabelanlage und die zugehörige Zwangskühlung gleichzeitig betrieben, wird die Verfügbarkeit des ganzen Systems aufgrund der relativen Nichtverfügbarkeit der Kühlanlagen reduziert. Solche Konzepte werden deshalb in meisten Fällen nicht in Betracht gezogen. Wenn aber die Kühlanlagen nur für den selten vorkommenden (n-1)-Fall oder nur während der Spitzenlasten der Kabelanlage in Betrieb gesetzt werden, kann die Zwangskühlung sogar die Verfügbarkeit des ganzen Systems steigern.

9.1 Störfälle an Kabelanlagen

Der Störfall bzw. die Nichtverfügbarkeit einer Stromleitung wird über ihre Ausfallrate und Ausfalldauer sowie über ihre Wartungsrate und Wartungsdauer beschrieben.

Störungen an Kabeln sind selten, führen dann aber meist zu langer Ausfalldauer.

Fehler in Kabeln können theoretisch bei Fertigung, Transport, Lagerung und Verlegung sowie bei der Montage entstehen. Während des Betriebs sind Fehler durch mechanische Einwirkung, durch Alterung oder Korrosion, durch Überspannungen oder durch thermische Überbeanspruchung möglich. Zur Behebung der Fehler muss das Kabel bei direkter Erdverlegung ausgegraben, freigelegt und der schadhafte Abschnitt ausgetauscht werden. Hierzu sind eine Ortung der Schadensstelle und die Herstellung einer ausreichend großen Baugrube erforderlich [16].

Bei sog. „Teilverkabelung“ können Blitzeinschläge in Freileitungen auch die direkt angeschlossenen Kabel beschädigen. Die durch den Blitzschlag ausgelösten Überspannungswandervellen können dabei im Erdkabel zu einer verdoppelten Spannung führen. In solchen Fällen ist es sinnvoll, die beiden Spannungsfelder der Freileitung mit zusätzlichen Erdseilen und den Anfang der Kabel mit zugeordneten Ableitern auszustatten, um Blitzeinschläge in unmittelbarer Nachbarschaft des Kabels möglichst zu vermeiden [66].

Gemäß der neuesten Statistik von CIGRE Working Group B-10 können 55 % der Reparaturen von 110-kV- bis 219-kV-VPE-Kabeln in weniger als einer Woche erledigt werden. Lediglich bei 5 % dauert die Behebung mehr als ein Monat. Für ein direkt erdverlegtes VPE-Kabelsystem von 220 kV bis 500 kV beträgt die Reparaturdauer durchschnittlich 25 Tage [70].

Die Angaben zu den Ausfallraten von Kabeln sind in den im Schrifttum gelisteten Studien, wie z.B. [38], [56] und [57], sehr unterschiedlich. Meistens repräsentieren sie pau-

schal einen weiten Querschnitt beobachteter Kabelanlagen, die sich einerseits in ihrer Konstruktion und in ihrem Alter und andererseits in der Exposition der Kabel (Innenstadt, Randlage, Außenbereich) unterscheiden [66].

Hierbei ist zu unterscheiden zwischen internen Kabelfehlern – die extrem selten auftreten – und Fehlern mit äußerer Einwirkung durch Bagger, Erdbohrer etc. Wenn es gelingt, durch mechanische Schutzmaßnahmen (Abdeckung mit Betonplatten, Verlegung im begehbaren Kanal etc.) diese äußeren Beeinträchtigungen zu vermeiden, so ist für ein VPE-isoliertes Kabelsystem mit einer Länge von 50 km im statistischen Mittel etwa alle 48 Jahre ein Ausfall zu erwarten. Wenn äußere Einwirkungen nicht ausgeschlossen werden können, muss etwa alle 19 Jahre damit gerechnet werden. Tab. 9.1 gibt statistische Kennzahlen wieder zur Ausfallhäufigkeit von Hoch- und Höchstspannungs-VPE-Kabeln mit und ohne äußere Beeinträchtigungen.

| Ausfallhäufigkeit von VPE-Kabeln 60...219 kV | mit externen Fehlern [Fehler/(System-km*a)] | Nur interne Fehler [Fehler/(System-km*a)] |
|---|---|---|
| Kabel ohne Garnituren | 0,00085 | 0,00027 |
| Kabel inkl. Garnituren | 0,00106 | 0,00042 |
| Ausfall bei 50 km Trasse | alle 18,9 Jahre | Alle 47,6 Jahre |
| gleichzeitiger Ausfall eines zweiten Systems (common fault) | alle 17800 Jahre | Alle 113380 Jahre |

Tabelle 9.1 Ausfallhäufigkeit von VPE-Kabeln nach neuer CIGRE-Statistik [70]

9.2 Verfügbarkeit der Zwangskühlung

In vielen früheren Veröffentlichungen wird festgestellt, dass Kühlsysteme bei weitem nicht die Zuverlässigkeit und Verfügbarkeit von Kabeln erreichen und dass deshalb im Allgemeinen Abstand von zwangsgeköhlten Kabelanlagen genommen wird. Diese Feststellung zur betrieblichen Nichtverfügbarkeit ist dann richtig, wenn das Kabelsystem so ausgelegt wird, dass es während des ganzen Betriebs auf die Zwangskühlung angewiesen ist. Damit steigt die Störanfälligkeit des Gesamtsystems wegen entsprechend geringer Verfügbarkeit. Aus diesem Grunde wird meist versucht, auf den Einsatz von Kühlsystemen zu verzichten [66].

In der vorliegenden Arbeit werden zwangsgeköhlte Kabelsysteme mit einer anderen Betriebsführung betrachtet: das Kühlsystem wird einerseits redundant ausgelegt und soll andererseits nur dazu eingesetzt werden, um im sehr selten auftretenden Störfall, dem sog. (n-1)-Fall, die dann erforderliche, erhöhte Leistung des Kabels sicherzustellen. Da die zeitweilig hohen Überlastungen der Kabel mit erheblichen Zeitreserven verbunden sind, können somit während der Höchstlast des Normalbetriebs Wartung und Reparatur an der Kühlanlage ausgeführt werden, ohne hierdurch die Verfügbarkeit der Kabelanlage zu mindern [66]. Selbst wenn der unwahrscheinliche Fall auftreten sollte, dass

ausgerechnet in einer Wartungsphase des Kühlsystems eines Kabels das zweite Kabel ausfällt, so bietet die thermische Trägheit des Kabels über viele Stunden bis Tage, möglicherweise mit Hilfe thermischer Stabilisierung oder Vorkühlung (vorlast- und lastabhängig, vgl. Abschnitte 6 und 7), die Möglichkeit, dieses redundante Kühlsystem rechtzeitig wieder in Betrieb zu nehmen.

Im Weiteren kann die Kühlanlage im Normalbetrieb dazu eingesetzt werden (sie ist aber nicht zwingend erforderlich), die Kabel- und Bodentemperaturen niedrig zu halten, um damit beispielsweise partielle Bodenaustrocknung zu verhindern oder die Kabelverluste zu vermindern. Allerdings soll die Kabelanlage in diesem Fall nicht zu schwach belastet werden, da ein solcher Einsatz der Kühlanlage sonst als „Energieverschwender“ betrachtet wird [12].

Gegebenenfalls, wenn Wärmeabnehmer wie Treibhäuser, Gärtnerei o. ä. in der Nähe sind, können sogar die Kabelverluste durch Wärmerückgewinnung teilweise kompensiert werden.

Die Wartung der Kühlanlage soll laut der Herstellerinformation jährlich durchgeführt werden. Dadurch kann die Verfügbarkeit der Kühlanlage normalerweise sichergestellt werden. Sind dann noch zwei Kabelsysteme mit jeweils einer eigenen Kühlanlage vorhanden, wobei die Kühlanlagen auch noch redundant ausgelegt sind, so ist die Verfügbarkeit im Störfall (Redundanz) sehr hoch.

Unter diesem Aspekt lassen sich durchaus zwangsgekühlte Kabelanlagen mit hoher Verfügbarkeit realisieren.

10 Wirtschaftlichkeitsvergleich

In diesem Abschnitt werden die wirtschaftlichen Aspekte der Kabelanlage bei natürlicher Kühlung und mit Zwangskühlung diskutiert. Es werden die Kosten der Kabelanlagen aus 110-kV-VPE-Einleiter Kabel mit Aluminium-Leiterquerschnitt von 2000 mm² bei natürlicher Kühlung und bei Zwangskühlung als Beispiele für Windenergieübertragung verglichen. Der Vergleich ist nicht nur allein auf Investitionskosten für Kabelanlagen und ggf. Kühlanlage begrenzt, sondern berücksichtigt die gesamten Kosten mit Verlustkosten, Wartungskosten etc. im Barwert.

10.1 Wirtschaftlichkeitsgrundlage

Zunächst werden einige wirtschaftliche Fachbegriffe erklärt wie folgt:

Barwert-Methode:

Der **Barwert B** (z. T. Gegenwartswert oder aus dem Englischen: *present value*) ist ein Begriff aus der Finanzmathematik. Er entspricht dem Wert, den eine zukünftig anfallende Zahlung in der Gegenwart besitzt [49]. Anders ausgedrückt ist es der Wert aller Zahlungen auf den Anfang der Laufzeit umgerechnet, d.h. abgezinst (zum Zeitpunkt $t = 0$ a). Das Gegenteil vom Barwert ist der Endwert.

Im Folgenden sollen alle während einer Betriebsdauer von 40 Jahren anfallenden Kosten auf den Zeitpunkt der Inbetriebnahme abgezinst und so der Barwert der Kabelanlage und der Kühlanlage gebildet werden. Regelmäßig wiederkehrende, jährliche Kosten K_a , z.B. Wartungskosten, werden bei nachschüssiger Zahlungsweise im Jahr Null mit dem Barwert B bewertet:

$$B = \sum_{i=1}^{40} \frac{K_a}{q^i} = K_a \cdot \frac{q^{40} - 1}{q^{40} \cdot (q - 1)} = K_a \cdot r_B \quad (10.1)$$

r_B ist der resultierende Barwertfaktor, der sich für den gewählten kalkulatorischen Zinssatz von z.B. $z = 5,5\%$ (mit $q = 1 + z$) zu

$$r_B = 16,05$$

ergibt. Würde die Höchstlast der Kabelanlage zeitlich variieren, dann könnte dieser Barwertfaktor nicht auf die jährlich anfallenden Verlustkosten angewandt werden. Die im x-ten Betriebsjahr anfallenden Verlustkosten K_x liefern einen abgezinsten Barwertanteil

$$B_x = \frac{K_x}{q^x}, \quad (10.2)$$

der für jedes Betriebsjahr bestimmt werden muss. Um die Berechnung der Verlustkosten zu vereinfachen, wird an dieser Stelle die Höchstlast der Kabelanlage als konstant angenommen.

Wiederbeschaffungskostenfaktor (engl. Recovery Factor):

Beträgt die Lebensdauer eines Kabels 40 Jahre, bedeutet das, dass das Kabel nach 40 Jahren zu 100 % neu wiederbeschafft werden muss. Der Wiederbeschaffungskostenfaktor lässt sich zu

$$\frac{100\%}{(1+z)^{40}} = 11,746\%$$

berechnen.

10.2 Investitionskosten für Kabelanlage mit natürlicher Kühlung

Aufgrund des hohen Kupferpreises wird in diesem Vergleich nur auf die VPE-Kabel mit Aluminiumleitern abgezielt. Die Kosten sind hier nur bezüglich eines konkreten Beispiels in eingeschränkter Weise aufgelistet. Das gilt als Einzelfall und darf nicht beliebig verallgemeinert werden.

10.2.1 Kosten der Kabelanlage

Aus den im Abschnitt 7 berechneten Ergebnissen muss zur Übertragung einer Leistung von 380 MVA, die windbedingte Höchstlast, von zwei VPE-Kabel-Systemen mit einem Aluminium-Leiterquerschnitt von 2000 mm^2 in gebündelter Verlegung ausgegangen werden. Würde die sog. (n-1)-Sicherheit berücksichtigt, wären drei Kabelsysteme erforderlich. Nach der Information der Hersteller kostet ein solches Kabelsystem pauschal 240 €/m.

Die Kosten des Kabelgrabens, mit der Breite von ca. 2 m und der Tiefe von 1,4 m, liegen für 20 km Kabeltrasse bei 100 €/m.

Die Gesamtkosten für Blindleistungskompensation, Erdschlussstromkompensation sowie Überspannungsschutz werden komplett mit 15 €/m je System veranschlagt.

10.2.2 Wartungskosten

Die Wartungsarbeit an den Kabelsystemen beträgt ca. 500 €/km pro System. Für die Betriebsdauer von 40 Jahren liegt der entsprechende Barwert bei:

$$r_B \cdot 500 \text{ €/km} = 8 \text{ €/m}$$

10.2.3 Verlustkosten

Bei der Berechnung der Verluste der Kabelsysteme für Windenergieübertragung müssen zunächst zwei Fälle unterschieden werden, nämlich der „Entsorgungsfall“ und der „Versorgungsfall“. Beim Entsorgungsfall dienen die Kabelsysteme der Windstromabführung. Dabei ist die Betriebsdauer identisch mit der Vollverluststundenzahl von 1000 h/a. Nach [55] liegt beim Entsorgungsfall die Verlustkostenbewertung bei 7 Cent/kWh, und beim Versorgungsfall bei 3,5 Cent/km.

Der maximale Betrag wird für die Kabelsysteme im „Entsorgungsfall“ (Auslegung für Windstromabführung) bestimmt. Gestützt auf Vorberechnungen erhält man also längenbezogene, stromabhängige Gesamtverluste in Höhe von ca. 140 MWh/km*a.

10.3 Investitionskosten für eine zwangsgekühlte Kabelanlage

Die Kabelsysteme mit lateraler Zwangskühlung sind, wie in Abb. 7.3 dargestellt, Doppelkabelsysteme mit jeweils einem zugehörigen Kühlsystem.

10.3.1 Kosten der Kabelanlage

Wegen der Kühlung sind nur zwei Kabelsysteme mit einem Aluminium-Leiterquerschnitt von 2000 mm² unter Berücksichtigung des (n-1)-Falls erforderlich, die ebenfalls 240 €/m pro System kosten.

Die Kosten der Kabelgräben, mit der Breite von ca. 1,8 m und der Tiefe von 1,4 m, betragen für eine 20 km Kabeltrasse 90 €/m.

Die Gesamtkosten für Blindleistungskompensation, Erdschlussstromkompensation sowie Überspannungsschutz können hier mit 15 €/m je System abgeschätzt werden.

10.3.2 Kosten der Kühlanlage

Gemäß der Information des Herstellers (Johnson Controls Ltd.) kostet eine solche Kühlmaschine mit einer Kühlleistung von 1,4 MW ca. 125.000 €.

Eine solche Kühlstation (Abb. 10.1) einschließlich Pumpen und Nebenaufwendungen kostet bezogen auf 20 km Kabeltrasse 50 €/m.

Die Kosten der Kühlrohre aus PE 100, mit SDR 11 (Ø 180mm, Wanddicke 16,4 mm) betragen einschließlich Armaturen und Installation ca. 50 €/m pro System.

Das komplette Kühlsystem für Doppelkabelsysteme kostet insgesamt 150 €/m.

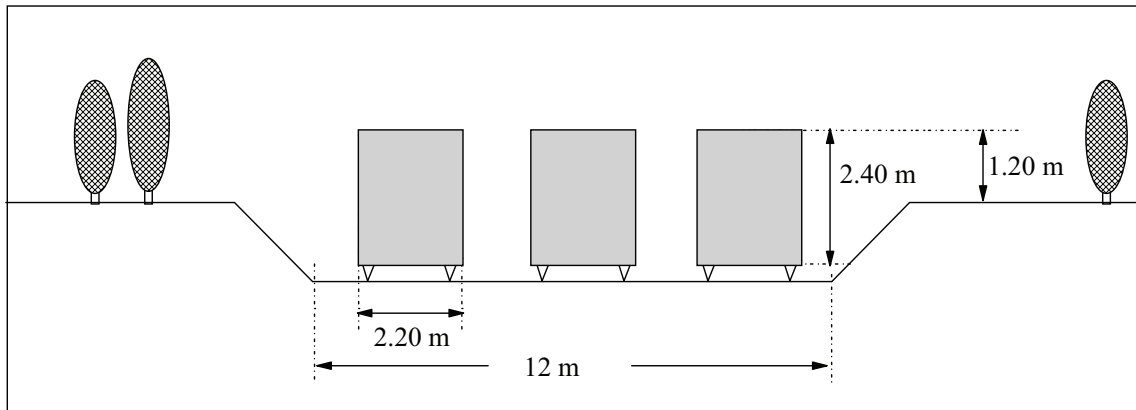


Abbildung 10.1: Einbindung von Kühlanlagen in die Landschaft

Drei Kühlmaschinen (jeweils 2.20 m*2.4 m*8.0 m), jeweils für 1.4 MW), für einen Kühlstationsabstand von 2*10 km = 20 km, davon eine Anlage zur Redundanz, in einer Mulde (etwa 12 m breit und 10 m lang); alternative Abmessungen bei Hintereinander-Aufstellung: 9 m*18 m oder 4 m*30 m [66]

10.3.3 Wartungskosten

Die Wartungskosten von Kühlsystemen betragen ca. 1 % der Entstehungskosten des Kühlsystems, bezogen auf eine Betriebsdauer von 40 Jahren. Der Barwert der Kühlsystemwartung lässt sich zu

$$r_B * 125 \text{ €/km} = 2 \text{ €/m}$$

berechnen. Die Wartungskosten von Kabelsystemen sind wie im Abschnitt 10.2.2: 8 €/m pro System.

Insgesamt betragen die Wartungskosten für zwei Kabelsysteme mit Zwangskühlung bei einer Trassenlänge von 20 km 20 €/m als Barwert.

10.3.4 Verlustkosten

Die Verluste in der Kühlstation sind mit rd. 30 % der Kühlleistung zu veranschlagen. Werden 35 % der Kabelverluste vom Kühlsystem aufgenommen, so beträgt die Kühlleistung rd. 10 % der Kabelverluste. Werden andererseits die Kabeltemperaturen durch die Kühlung gesenkt, so sinken die Kabelverluste um rd. 7-10 % (vgl. Abschnitt 6.3.2), so dass insgesamt die Kühlung nahezu verlustfrei arbeitet. Deshalb werden die Gesamtverluste der ganzen Anlage näherungsweise wie natürliche Kühlung angenommen.

10.4 Kostenvergleich

Im Weiteren werden die oben aufgelisteten Kosten für Kabelsysteme bei natürlicher Kühlung und mit Zwangskühlung in Barwerten zusammengefasst und verglichen.

In der Tabelle 10.1 wird ein Kostenvergleich für Kabel bei natürlicher Kühlung und mit Zwangskühlung für eine Vollverluststundenzahl von $t_V = 1000 \text{ h/a}$ vorgenommen.

Obwohl die Wartungskosten für eine zwangsgekühlte Kabelanlage leicht erhöht sind und zusätzliche Kosten für die Kühlanlage einkalkuliert werden müssen, können jedoch der Einbau einer Zwangskühlung schon bei den Investitionskosten eingespart werden, z.B. durch Einsparung eines Kabelsystems. Es ergibt sich eine Ersparnis von 12 %.

| | Investitionskosten + Wartungskosten T€ | Verlustkosten T€ | Barwert T€ | K_{ges} |
|----------------------------------|--|---------------------|---------------|------------------|
| Kabel bei natürlicher Kühlung | 17.780 | 3.071 | 20.851 | 1,00 |
| Kabel mit Zwangs- kühlung | 15.400 | 3.071 | 18.471 | 0,88 |

Tabelle 10.1: Kostenvergleich zwischen Kabeln bei natürlicher Kühlung und mit Zwangskühlung für 20 km Kabeltrasse

10.5 Folgerungen

Aus dem vorstehenden wirtschaftlichen Vergleich in diesem Beispiel folgt, dass das Kabelsystem mit Zwangskühlung gegenüber demjenigen mit natürlicher Kühlung für Energieübertragung vorteilhaft ist.

Im Hinblick auf Energierückgewinnung kann die zwangsgekühlte Kabelanlage noch mehr Vorteile für sich verbuchen, die in [50] ausführlich angegeben sind. Z.B. kann die Verlustwärme aus der Kühlstation zu einem Fernwärmenetz, beispielsweise zur Versorgung eines Bauernhofs oder einer Gärtnerei weiter genutzt werden, wenn Wärmeabnehmer in der Nähe sind.

Außerdem ist bei Außentemperaturen unter 5 °C ein sog. „free cooling“ möglich, bei dem nur noch die geringen Lüfterverluste anfallen. Dadurch kann die verbrauchte Energie für die Kühlmaschine weiter herabgesetzt werden.

In [12] wird angegeben, dass Kabel mit Zwangskühlung tatsächlich Energieverschwender sind, wenn die Zwangskühlung auch bei sehr kleiner Übertragungsleistung aktiv ist. Falls die Zwangskühlung aber erst dann eingeschaltet wird, wenn die Übertragungsleistung des Kabels 75 % der Basisleistung, der Grenzleistung bei natürlicher Kühlung übersteigt, können die Kabel spürbar Verlustleistungen einsparen.

Auf diese Weise könnten im günstigsten Fall die Verluste der Energieübertragung um mehr als 30 % vermindert und der Wirkungsgrad entsprechend verbessert werden. Dadurch kann die Kabelanlage in wirtschaftlicher Hinsicht weiter optimiert werden.

11 Zusammenfassung und Ausblick

Energieübertragung mit Kabeln in der Hoch- und Höchstspannungsebene ist heutzutage durch zahlreiche Projekte schon als Stand der Technik realisiert.

Eine große Zahl von Parametern wie z.B. Kabelanlagengestaltung, Verlegeanordnung und Bodeneigenschaften, hat bei Planung und Projektierung Einfluss. Mit wachsendem Umweltbewusstsein ist auch die elektromagnetische Verträglichkeit (EMV) ein wichtiges Kriterium für die Auslegung der Stromleitungen geworden. Es ist inzwischen eine zentrale Frage der Projektierung einer Trasse, einerseits die Übertragungsleistung auszuschöpfen und andererseits die Umwelteinflüsse zu minimieren. Diese bezüglichen Optimierungen einer Kabelanlage sind daher bei gleichzeitiger Berücksichtigung der thermischen und der elektromagnetischen Aspekte in der Planungsphase unbedingt notwendig.

Hoch- und Höchstspannungskabelanlagen sind oft für Dauerlast projektiert. Diese Vorgaben einer „Dauerbelastbarkeit“ können besonders unter Berücksichtigung einer (n-1)-Auslegung wegen der großen thermischen Reserven der Kabel zu Überdimensionierungen führen. Da im Normalbetrieb jedes Kabel eines Kabeldoppelsystems im Normalbetrieb nur ca. 50 % seines Nennstromes führt, entsteht nur ein Viertel der Nenn-Verluste und damit auch nur ein Viertel der höchstzulässigen Kabelerwärmung. Um technisch und wirtschaftlich günstigere Kabelsysteme zu ermöglichen, werden Untersuchungen zur temporären Überlastbarkeit von Kabelanlagen im (n-1)-Fall in dieser Arbeit vorgenommen. Es zeigte sich in den betrachteten Beispielen, dass die Kabel mit Hilfe einer thermischen Stabilisierung im (n-1)-Fall bei einer verdoppelten Last erst nach mehreren Tagen ihre höchstzulässige Temperatur von 90 °C erreichen und damit ein großer Zeitraum gewonnen wird, in dem ein Störungsmanagement des Stromnetzes durchgeführt werden kann. Aber dieser gewonnene Zeitraum deckt noch nicht die gesamte Ausfallsdauer einer Kabelanlage. Daher wird an dieser Stelle ein weiteres Konzept, die laterale Zwangskühlung, in Betracht gezogen.

Eine laterale Zwangskühlung kann die Übertragungsleistung der Kabelanlage signifikant erhöhen. Der Entwurf solcher zwangsgekühlten Kabelanlagen erfordert jedoch eine dreidimensionale Analyse, da sich das Kühlwasser entlang der Trasse erwärmt und sich so ortsabhängige Temperaturverteilungen, Kabelverluste sowie Wärmeaufnahmen des Kühlwassers ergeben.

Zu diesem Zweck wurde in dieser Arbeit auf der Basis eines vorhandenen zweidimensionalen FEM-Programms ein neues Berechnungsverfahren teilweise mit Einsatz einer

Multiprocessing-Technik (Open MP) entwickelt, so dass die zwangsgekühlte Kabelanlage durch eine Schichtenaufteilung bei Berücksichtigung einer möglicherweise auftretenden partiellen Bodenaustrocknung und von thermischen Stabilisierungen dreidimensional simuliert werden kann. Entstanden ist ein quasi-dreidimensionales FEM-Programm, dessen wesentliche Näherung in der Vernachlässigung der longitudinalen thermischen Flüsse in der Trasse gegenüber dem Wärmetransport im Kühlwasser besteht. Es kann gezeigt werden, dass diese Näherung bei genügender Schichtanzahl, die mit der Zeitschrittweite der transienten FEM-Berechnung verknüpft ist, zuverlässig ist und dass die Abweichung der Kühlwassertemperaturen bei Deviation der Schichtanzahl unterhalb 1 K gehalten werden kann.

Mit Hilfe dieses in der vorliegenden Arbeit entwickelten Berechnungsverfahrens wird zuerst eine 110-kV-Kabelanlage zur Windenergieübertragung bei unterschiedlichen Anordnungen und unterschiedlichen Netzsituationen untersucht. Hierbei wurde die zwangsgekühlte Kabelanlage nicht nur während der Starkwindphasen im Normalbetrieb, sondern auch bei einer Lastverdopplung im (n-1)-Fall analysiert. Des Weiteren wurden die Möglichkeiten z.B. des Einsatzes einer thermischen Stabilisierung, der Verringerung des Leiterquerschnittes der Kabel, des Umschaltens des Kühlsystems sowie der Vorkühlung während der Starkwindphasen ausführlich diskutiert. Es wird gezeigt, dass sich bei einer 110-kV-Kabelanlage mit Hilfe der lateralen Zwangskühlung eine fünfzigprozentige temporäre Überlastbarkeit ergibt über Zeiträume, die für erforderliche Kabelreparaturen ausreichen.

Anschließend wurden das thermische Verhalten und die Grenzleistung einer zwangsgekühlten 380-kV-Kabelanlage untersucht. Es wird gezeigt, dass solche 380-kV-Kabelanlagen mit Hilfe der lateralen Zwangskühlung im (n-1)-Fall die Übertragung einer typischen Leistung des Freileitungssystems von 2300 MVA bei einem Belastungsgrad von $m = 0,7$ und oder von 1750 MVA mit $m = 1,0$ ermöglichen. Durch Optimierung des Kühlsystems, z.B. der Positionierung der Kühlrohre, kann das Übertragungsvermögen der Kabel weiter steigert werden, z.B. mehr als 1900 MVA mit $m = 1,0$.

Nach den vorliegenden Ergebnissen bietet der Einsatz von lateralgekühlten Kabelsystemen neuartige, vorteilhafte Möglichkeiten der Betriebsführung:

Zunächst erweisen sich Drehstrom-Kabelsysteme mit lateraler Zwangskühlung aufgrund der hohen Flexibilität der Betriebsführung und der Verringerung thermischer Einflüsse auf die Umgebung nicht nur bei Windenergieübertragung mit stark variierten Lasten als auch für den selten vorkommenden (n-1)-Fall als gut geeignet.

Des Weiteren bietet die Kühlung auch die Möglichkeit der Minderung der Kabel- und Bodentemperaturen im Normalbetrieb. Den Verlusten des Kühlsystems stehen dann, etwa in gleicher Höhe, die Verlustminderungen im Kabel aufgrund der Temperaturab-

hängigkeit des Leiterwiderstandes gegenüber. Eine Verminderung der Kabeltemperaturen lässt eine verlängerte Lebensdauer der Kabel erwarten, und eine Verminderung der Bodentemperaturen ist nicht nur unter ökologischen Aspekten bedeutsam, z.B. Minderung der Einflüsse auf die umgebenden Vegetation und Fauna, sondern kann durch die Vermeidung partieller Bodenaustrocknung gegebenenfalls auch den Einsatz eines thermisch stabilisierenden Materials ersparen. Deshalb weisen die zwangsgekühlten Kabelanlagen auch unter betrieblichen und wirtschaftlichen Aspekten entscheidende Vorteile auf.

Obwohl die Wartungskosten für eine zwangsgekühlte Kabelanlage leicht erhöht sind und zusätzliche Kosten für die Kühlanlage einkalkuliert werden müssen, können jedoch der Einbau einer Zwangskühlung schon bei der Investition Kosten eingespart werden, z.B. durch Einsparung eines oder sogar mehrerer Kabelsysteme.

Wird die Kühlanlage nur für den selten vorkommenden (n-1)-Fall oder nur während der Spitzenlasten der Kabelanlage in Betrieb gesetzt, so ist die Zwangskühlung geeignet, die Verfügbarkeit des ganzen Systems zu steigern.

Weil das in der vorliegenden Arbeit vorgestellte erweiterte FEM-Berechnungsverfahren auch für andere Kühlverfahren für Kabelanlagen, z.B. Leiterkühlung, Bündelkühlung etc., einsetzbar ist, eröffnete dieses neue Berechnungsverfahren auch die Möglichkeit, andere Kabelanlagen, die auch mit Strömungsmechanik bzw. Fluidodynamik-Fragen verbunden sind, zu untersuchen.

Schrifttum

- [1] CIGRE Working Group B1.07 Statistics on underground cable in transmission networks, Final report of CIGRE Working Group B1.07, 2006
- [2] H. H. Blechschmidt Energiekabelanlagen, Vorlesungsskript, TU Darmstadt, 2005/06
- [3] H. Brakelmann Belastbarkeit der Energiekabel, Berechnungsmethoden und Parameteranalysen, VDE Verlag, 1985
- [4] H. Brakelmann Physical principles and calculation methods of Moisture and heat transfer in cable trenches, etz-report 19, VDE-Verlag, Berlin 1984
- [5] B. R. Oswald Vergleichende Studie zu Stromübertragungstechniken im Höchstspannungsnetz, ForWind, 2005
- [6] Kai Schwärzel Bodenphysik, Übungsskript, TU Dresden, 2007
- [7] U. Bayer Berechnung Transienter Kabelerwärmungen unter Berücksichtigung möglicher Bodenaustrocknung, Dissertation, 1985
- [8] J. Stammen Numerische Berechnung elektromagnetischer und thermischer Felder in Hochspannungskabelanlagen, Dissertation, 2001
- [9] H. Brakelmann, J. Honerla CAE – Computer Aided Engineering für Elektrische Energieübertragungssysteme, Arbeitsblätter zur Vorlesung, 2005
- [10] H. Brakelmann Thermische Stabilisierung von Kabelgräben, Elektrizitätswirtschaft, H. 9, S. 486-492, 1988
- [11] H. Brakelmann Trassenoptimierung mit Windenergie-Störungsmanagement, EW H. 20. S. 14-18, 2006
- [12] W. Rasquin Kabel mit Zwangskühlung, Energieverschwender oder Energiesparer? Elektrizitätswirtschaft, Jg. 96 (1997), Heft 13, 1997
- [13] E. Peschke
R. von Olshausen Kabelanlagen für Hoch- und Höchstspannung, Publicis MCD Verlag, 1998
- [14] H. Brakelmann Lateralkühlung von Hochspannungskabeln, etz-achiv, Heft 3, S 77-86, 1977

-
- [15] A. Ioffe Simulationsberechnung von Gasentladungen mit Hilfe des FDTD-Verfahrens, Electrical Engineering 38, S. 301 - 305., 1995
- [16] L. Heinhold Kabel und Leitungen für Starkstrom, Grundlagen und Produkt-Know-How für das Projektieren von Kabelanlagen, Publicis MCD Verlag, 1999
- [17] G. J. Anders Rating of Elektric Power Cables, Ampacity computations for Transmission, Distribution and Industrial Applications, IEEE Transactions on Power Delivery, 1997
- [18] E.W.G. Bungay
D. MacAllister Electric Cables Handbook, Blackwell Science Ltd., 2. Editions, 1990
- [19] IEC-Publ. 60287 Electric cables – Calculation of the current rating (100% load factor), 1994
- [20] IEC-Publ. 60853-2 Calculation of the cyclic and emergency current rating of cables: Cyclic rating of cables greater than 18/30 (36) kV and emergency ratings for cables of all voltages, 1989
- [21] J. Stammen Sta-FEM Benutzereinleitung, 2006
- [22] A. Braun Transiente Kabelerwärmung – ein Vergleich verschiedener Berechnungsmethoden, Bulletin SEV/VSE 79(1988)23, Dezember S. 1459-1463
- [23] H. Brakelmann,
J. Stammen Thermal analysis of submarine cable routes: LSM or FEM, PECon 2006, Malaysia
- [24] H. Brakelmann
G. Anders Ampicity reduction factors for cables crossing thermally unfavorable regions, IEEE Transactions on Power delivery, vol. 16, No. 4, S. 444-448, Oct. 2001
- [25] P. Vaucheret
R. A. Hartlein
W. Z. Black Ampacity derating factors for cables buried in short segments of conduit, IEEE Transactions on power delivery, vol. 20, No. 2, S. 560 -565, April 2005
- [26] G. Müller/ C. Groth FEM für Praktiker, Band 1: Grundlage, Expert-Verlag, 8. Auflage, 2007
- [27] O.C. Zienkiewicz
R. L. Taylor
P. Nithiarasu Finite element method for fluid dynamics, Elsevier Butterworth-Heinemann, 6. Edition, 2005
- [28] J.N. Reddy
D.K. Gartling The Finite Element Method in Heat Transfer and Fluid Dynamic, Second Edition, CRC Press, 2001

-
- [29] K. Wilde Wärme- und Stoffübergang in Strömungen, Verlage Steinkopff, 1978, 2. Auflage
- [30] Gröber/Erk/Grigull Die Grundgesetze der Wärmeübertragung, Springer-Verlag, Reprintausgabe 1988
- [31] S. Baehr Wärme- und Stoffübertragung, Springer-Verlag, 1994
- [32] Johnson Controls Katalog YCIV SE/HE Luftgekühlter Flüssigkeitskühler, Schraubenverdichter mit Antrieb mit variabler Drehzahl, Fa. Johnson Control, 08/06
- [33] Johnson Controls. und ETS/Uni Duisburg-Essen Internes Sitzungsprotokoll für Besprechung mit der Firma Johnson Controls bezüglich indirekte Zwangskühlung von Kabelanlagen, 18.06.2007
- [34] egeplast Planungsordner von egeplast Werner Strumann GmbH & Co. KG, 2007
- [35] W. H. Westphal Physikalisches Wörterbuch, Springer-Verlag, 1952
- [36] J. Hessel 50 Jahre Rohre aus Polyethylen, Eine ingenieurtechnische Betrachtung, Fachbericht, 2007
- [37] K. Wernicke 100 Jahre Nutzungsdauer für Druckrohre aus PE, Wiesbadener Kunststoffrohrtage 2000
- [38] DIN 8075 Rohre aus Polyethylen (PE), PE63 PE 80 PE 100 PE-HD, Allgemeine Güteanforderung, Prüfung, Ref.-Nr. DIN 8075:1999-06, August 1999
- [39] DIN EN 12201 Kunststoff-Rohrleitungssysteme für die Wasserversorgung Polyethylen (PE), Ref.-Nr. DIN EN 12201: 2003-06, Juni 2003
- [40] H. Brakelmann Netzverstärkungs-Trassen zur Übertragung von Windenergie: Freileitung oder Kabel, Studie im Auftrag von Bundesverband Windenergie e.V., 2004
- [41] H. Brakelmann Kostenvergleich alternativer Ausführung windbedingter Netzverstärkungsmaßnahmen im Hochspannungsnetz in Schleswig-Holstein, Studie im Auftrag der E.ON Netz GmbH, Bayreuth, 2005
- [42] H. Brakelmann Kosten- und Magnetfeld-orientierte Aktualisierung der Ausführungsvarianten einer windbedingten Netzverstärkungsmaßnahme in Schleswig-Holstein, Studie, 2006
- [43] H. Brakelmann u. a. Innovative Konzepte für die Entwickl. der elektrischen Infrastruktur zur systemtechnischen Einbind. größer Kapazitäten erneubarer Energie, Zwischenbericht, 2008

-
- [44] BfN –Arbeitsgruppe Sitzungsergebnisprotokoll der 1. PAG „Naturschutzfachliche Analyse von küstennahen Stromleitungen“, 25.04.2007, Hamburg
- [45] H. Brakelmann,
F. Richert Bemessung der Landkabel für Netzanbindung von Offshore-Windfarmen, Bulletin SEV, 2005
- [46] H. Brakelmann Thermal analysis of cable groups for wind power transmission, 6. International workshop on large-scale integration of wind power and transmission networks for offshore wind farms, Delft (NL), 2006
- [47] V. Quaschning Regenerative Energiesysteme, Technologie-Berechnung-Simulation, Carl Hanser Verlag, 1998
- [48] D. Oeding
B. R. Oswald Elektrische Kraftwerke und Netze, Verlag Springer, 6. Auflage, 2004
- [49] A. G. Coenenberg Einführung in das Rechnungswesen, Vererlag Schäffer-Poeschel, 2004
- [50] H. Brakemann,
D. Zhang HVAC cable systems with forced water cooling for wind energy transmission, 7. International workshop on large scale integration of wind power and on Transmission networks for Offshore wind farms, Madrid, 2008
- [51] REpower System
AG Das 5-Megawatt-Kraftwerk mit 126 Meter Rotordurchmesser, Produktkatalog REpower Systems AG, 2007
- [52] J. Vavra
M. Wanda 400 kV Vienna, the Vienna 400 kV north input, CIGRE 2006
- [53] H. Brakelmann Energietechnik programmiert, Probleme, Lösung, Programme, VDE-Verlag, 1989
- [54] L. Jarass
M. Obermair Netzeinbindung von Windenergie in Schleswig-Holstein, Studie, 2005
- [55] L. Jarass Wirtschaftliche Zumutbarkeit des Netzausbaus für Windenergie, Studie, 2007
- [56] KEMA Machbarkeitsuntersuchung zur Gesamt- oder Teilverkabelung der 380-kV-Leitung „St. Peter-Tauern“ im Bundesland Salzburg, KEMA-Studie, 2008
- [57] B. R. Oswald 380-kV-Salzburgleitung, Auswirkungen der möglichen (Teil)Verkabelung des Abschnittes Tauern-Salzach neu, Studie, 2007
- [58] M. Hoffmann
F. Noack Machbarkeitsstudie 380-kV-Kabel für Salzburg, mit besonderem Augenmerk auf den 1. Teilabschnitt in Salzburg, Studie, 2007

-
- [59] H. Herr Wärmelehre, Technische Physik Band 3, Verlag Europa-Lehrmittel, 2. Auflage, 1994
- [60] VDI-GVC VDI-Wärmeatlas, Recherchieren - Berechnen - Konstruieren, Berechnungsblätter für den Wärmeübergang, 9. Aufl., Verlag Springer 2002
- [61] Bundestag Gesetzentwurf des Infrastrukturplanungsbeschleunigungsgesetz, 2006
- [62] P. Maioli
E. Zaccone Passive loops Technique for Elektromagnetic Field Mitigation: Applications and Theoretical considerations, Jicable-Conf. 2007, Versailles, S. 231-236, 2007
- [63] D. Zhang,
H. Brakelmann
J. Stammen Use of FEM Software in Transient Calculations of Power Cables with Forced Water Cooling for Wind Energy Transmission, IREED 08, Montpellier, 2008
- [64] ICNIRP Exposure to Static and Low Frequency Electromagnetic Fields, Biological Effects and Health Consequences (0-100 kHz) - Review of the Scientific Evidence and Health Consequences. Munich: International Commission on Non-Ionizing Radiation Protection, 2003
- [65] BimSchV Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes, 1985
- [66] BfN-Arbeitsgruppe Naturschutzfachliche Analyse von küstennahen Stromleitungen, Studie, 2008
- [67] K. Heidemij Moisture migration and drying out in sand around heat dissipating cables and ducts, KEMA report, Arnhem, 1981
- [68] H. Brakelmann,
W. Rasquin Die Bündelkühlung, Elektrizitätswirtschaft (1992), S. 1387 – 1390, 1992
- [69] H. Brakelmann Optimisation of compensation conductor systems for magnetic field mitigation near to high-voltage single-core cables, 7th International Workshop on LSI Wind-power, Madrid (2008), S. 367 - S. 374
- [70] CIGRE working group B-10 Update of Service of High Voltage Underground and Submarine Cable Systems, July 2008
- [71] IEC 60287-1-3 Electric cables - Calculation of the current rating, Current rating equations (100 % load factor) and calculation of losses. Current sharing between parallel single-core cables and calculation of circulating current, Publication IEC 60287-1-3, 2001

-
- [72] VDE 0289-8 Begriffe für Starkstromkabel und isolierte Starkstromleitungen – Strombelastbarkeit, DIN VDE 0289 Teil 8, 1988
- [73] H. J. Joergensen u.a. Improved Operation of Cables Connecting Offshore Wind Farms to the Power Grid, CIGRE Session 2004, B1-201, 2004
- [74] Thomas Merck Herleitung des 2 K – Kriteriums für die Bewertung der Bodenerwärmung, BfN-Vortrag, Bremen 20. 06. 2006
- [75] E.ON netz <http://www.eon-netzausbau.com/eon-netzausbau/380kv/projekte/hd/verfahrensstand/index.php>
- [76] Vattenfall Europe Höchstspannungsnetz: Freileitung oder Kabel, Vattenfall Europe, Wissen 01/05, 2005
- [77] W. Kalat Use of EMTP/ATP Software in Rating Calculations of Power Cables Cooled by External Water-Pipes, EMTP Journal, Vol.11, S.139-146. 2006
- [78] VDE 0298 VDE-Bestimmung für die Verwendung von Kabel und isolierten Leitungen für Starkstromanlagen Empfohlene Werte für die Strombelastbarkeit von Kabeln mit Nennspannung U_0/U bis 18/30 kV

Verwendete Formelzeichen

| | |
|---------------------|--|
| a_{ij} | Koeffizienten des Global-Gleichungssystems |
| A | Innenquerschnitt des Kühlrohrs |
| A_L | Leiterquerschnitt |
| A_Δ | Dreiecksfläche |
| c_F | Wärmekapazität des feuchten Bodens |
| c_k | Wärmekapazität des Kühlmediums |
| c_L | Wärmekapazität von Luft |
| c_p | Spezifische Wärmekapazität von Luft (isobar) |
| c_T | Wärmekapazität des trockenen Bodens |
| c_w | Wärmekapazität des Wassers |
| \vec{C} | Wärmeleitfähigkeitsmatrix für FEM |
| d | Kühlrohrsaußendurchmesser |
| d_h | Kühlrohrinnendurchmesser |
| E | Aktivierungsenergie |
| \vec{E} | elektrische Feldstärke |
| h | Wärmeübertragungskoeffizient |
| I | Strom |
| \hat{I} | Stromscheitelwert |
| l_K | Kühlabschnittlänge |
| l_0 | Kühlrohrlänge |
| l_{ab} | Kühlstationsabstand |
| \vec{L} | Wärmeleitfähigkeitsmatrix für FEM |
| p' | Bezogener Kabelverlustmittelwert |
| p | Druck |
| P_1 | Kabelwärmeverlust |
| \overline{P}_1 | zeitlicher Mittelwert des Kabelverlustbelags |
| $P'_=$ | Gleichstromverlustsbelag |
| P'_\approx | Wechselstromverlustsbelag |
| \hat{P}_1 | Kabelverlustscheitelwert |
| $P'_{\text{kühl}}$ | Übertragungsverlustwärme vom Wasser |
| P'_L | Leiterverlustbelag |
| P_{WP} | Windparkleistung |
| \overline{P}_{WP} | mittlere Windparkleistung |
| \hat{P}_{WP} | Windparkleistungsscheitelwert |
| q | bezogener Strommittelwert |
| \vec{Q} | Wärmestrom |

| | |
|-------------------|---|
| r_w | Verdampfungswärme vom Wasser |
| $R'_=$ | Gleichstromwiderstandsbelag |
| s | Wanddicke des Kühlrohrs |
| S | elektrische Stromdichte |
| S_A | Kabelabstand zwischen den Mittelpunkten |
| \vec{S}^* | konjugiert elektrische Stromdichte |
| t | Zeit |
| t_0 | Referenzzeit |
| t_B | Betriebsdauer/Standzeit |
| T | absolute Temperatur |
| T_0 | absolute Referenztemperatur |
| \bar{v} | mittlere Windgeschwindigkeit |
| V | Volumen |
| w | Strömungsgeschwindigkeit |
| W'_{th} | thermische Energie |
| \dot{W} | Wärmequelle |
| x_D | Anteil des Wärmeübergangs durch Feuchtigkeitstransport |
| x_w | Wasservolumenanteil des thermisch belasteten Bodens |
| x_{w0} | Wasservolumenanteil des thermisch unbelasteten Bodens |
| γ_P | Proximityeffekt-Faktor |
| γ_S | Skineffekt-Faktor |
| | |
| α | thermische Diffusivität |
| δ | Dichte des Kühlmediums |
| ϑ | Temperatur |
| ϑ_L | Temperatur des Kabelleiters |
| $\vec{\vartheta}$ | Temperaturvektor |
| ϑ_0 | Referenztemperatur |
| ϑ_G | Grenztemperatur für Bodenaustrocknung |
| κ | elektrische Leitfähigkeit |
| λ | Wärmeleitfähigkeit |
| λ_D | äquivalent Wärmeleitfähigkeit des Dampf- und Flüssigkeitstransports |
| λ_F | Wärmeleitfähigkeit für feuchten Boden |
| λ_{RB} | Reibungsbeiwert |
| λ_T | Wärmeleitfähigkeit für trocknen Boden |
| λ_w | Wärmeleitfähigkeit von ruhendem Wasser |
| ν | Viskosität/kinematische Zähigkeit |
| ρ_F | spezifische Dichte des feuchten Bodens |
| ρ_T | spezifische Dichte des trockenen Bodens |

| | |
|--------------------|--|
| ρ_w | spezifische Dichte von Wasser |
| σ | Innendruck-Festigkeit |
| φ | Wärmepotential |
| Δl | Längeneinheit der Kühlrohre zwischen zwei Schichten/ Schichtenabstand |
| Δp | Druckdifferenz |
| Δt | Zeitschrittweite |
| $\Delta \vartheta$ | Temperaturdifferenz |
| $\Delta \rho$ | Differenz der spezifischen Dichte |

Abkürzung

| | |
|-----|---|
| EVU | <u>E</u> nergie <u>v</u> ersorgungs <u>u</u> nternehmen |
| FEM | <u>F</u> inite- <u>E</u> lemente- <u>M</u> ethode |
| FDM | <u>F</u> inite- <u>D</u> ifferenzen- <u>M</u> ethode |
| MOP | <u>M</u> aximum <u>O</u> peration <u>P</u> ressure |
| MRS | <u>M</u> aximum <u>R</u> equired <u>S</u> trength |
| PE | <u>P</u> oly- <u>E</u> thylen |
| Re | <u>R</u> eynoldszahl |
| SDR | <u>S</u> tandard <u>D</u> imension <u>R</u> atio |
| VPE | <u>V</u> ernetztes <u>P</u> oly- <u>E</u> thylen |
| WEA | <u>W</u> ind- <u>E</u> nergie- <u>A</u> nlage |

Anhang

A1: Datenblatt für die Berechnung der Lebensdauer von PE-Rohren

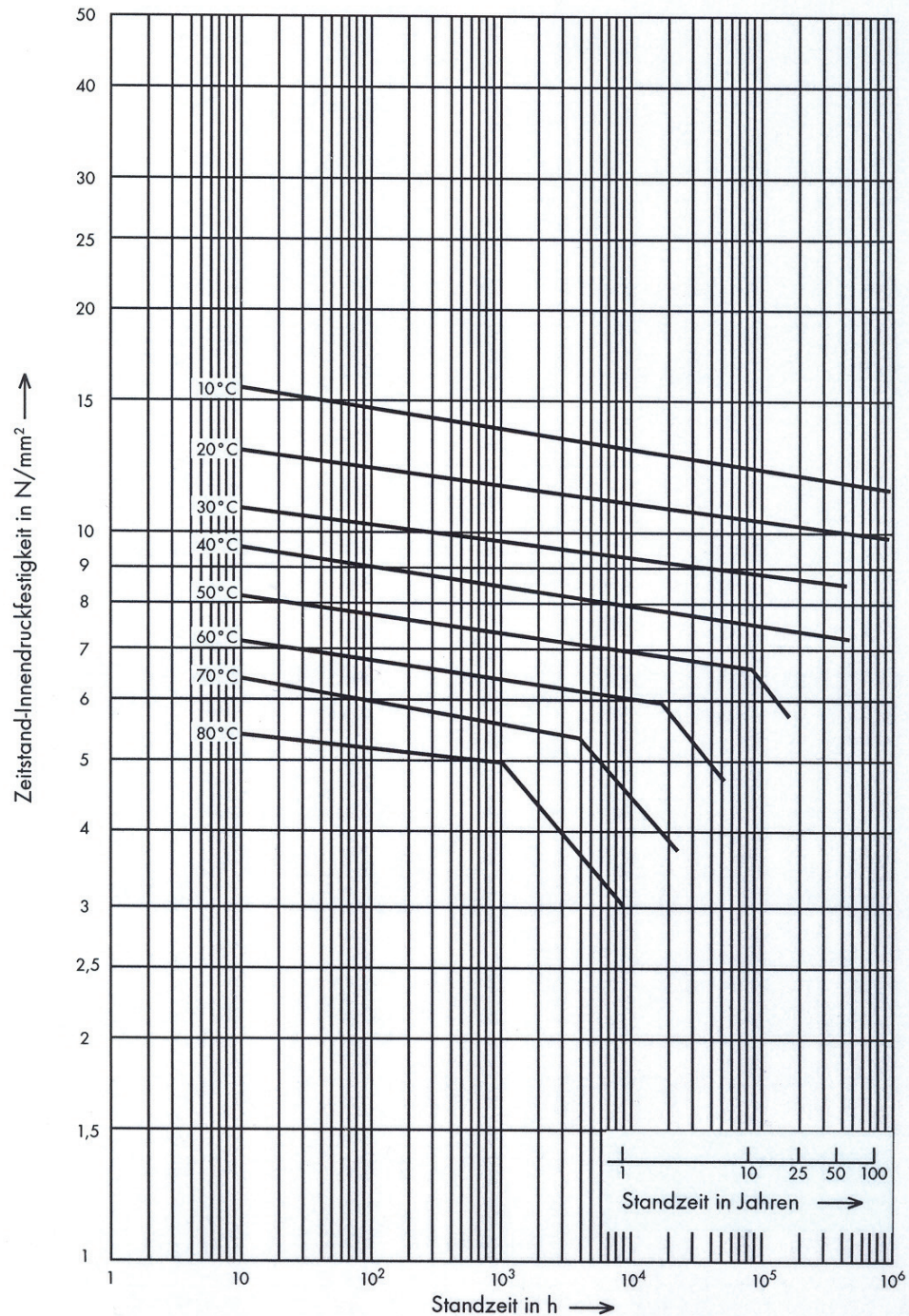


Abb 1-3: Referenzkennlinien der Zeitstand-Innendruckfestigkeit (Mindestkurven) von Rohren aus PE 100

Anlage 1 : Referenzkennlinie der Zeitstand-Innendruckfestigkeit von Rohren aus PE 100 gemäß DIN 8075(Quelle: Werner Strumann GmbH & Co. KG, 2007)

A2: Technische Daten der Kabel

| | | | | |
|------------------------|-----------------|-----------|-----------|-----------|
| Leiter | | Aluminium | Aluminium | Aluminium |
| Leiterquerschnitt | mm ² | 1800 | 2000 | 2500 |
| Leiterdurchmesser | mm | 51,3 | 54,3 | 60,9 |
| Isolierung | | VPE | VPE | VPE |
| Dicke der Isolierung | mm | 14,0 | 14,0 | 14,0 |
| Schirm | | Kupfer | Kupfer | Kupfer |
| Querschnitt von Schirm | mm ² | 110 | 110 | 110 |
| Korrosionsschutz | | PE | PE | PE |
| Außerdurchmesser | mm | 100 | 103 | 110 |

Tabelle A 1 110-kV-VPE-Einleiterkabel Typ NA2XS2Y 1*.... RMS/110 64/110 kV
(Abschnitt aus Katalog nkt cables)

| | | | | |
|------------------------|-----------------|--------|--------|--------|
| Leiter | | Kupfer | Kupfer | Kupfer |
| Leiterquerschnitt | mm ² | 1800 | 2000 | 2500 |
| Leiterdurchmesser | mm | 51,3 | 54,3 | 60,9 |
| Isolierung | | VPE | VPE | VPE |
| Dicke der Isolierung | mm | 26,0 | 26,0 | 26,0 |
| Schirm | | Kupfer | Kupfer | Kupfer |
| Querschnitt von Schirm | mm ² | 170 | 170 | 170 |
| Korrosionsschutz | | PE | PE | PE |
| Außerdurchmesser | mm | 128 | 131 | 138 |

Tabelle A 2 400-kV-VPE-Einleiterkabel Typ 2XS2Y 1*....RMS/170 230/400 kV
(Abschnitt aus Katalog nkt cables)

Lebenslauf

Persönliche Daten

| | |
|---------------|--|
| Name | Zhang, Dongping (Roland) |
| Geburt | 10.11.1974 |
| Familienstand | verheiratet mit Yi Liu, Sohn Eric Ziyin |

Schulbildung

| | |
|-----------|--|
| 1981-1987 | Grundschule Nr. 4, Jiamusi |
| 1987-1990 | Mittelschule Unterstufe, Zaozhi, Jiamusi |
| 1990-1993 | Mittelschule Oberstufe, Nr. 1, Jiamusi Abschluss: allgemeine Hochschulreife |

Studium

| | |
|-----------------|---|
| Sept. 1993 | Studium der Germanistik an der Fremd- sprachenhochschule Tianjin |
| Jul. 1997 | Abschluss: BA für Germanistik |
| Okt. 2002 | Studium der Elektrotechnik an der Fach- hochschule Dortmund |
| Feb. 2006 | Abschluss: Dipl.-Ing. (FH) |
| Apr.- Okt. 2006 | Vorbereitungsstudium zur Promotion an der Universität Duisburg-Essen |

Berufstätigkeit

| | |
|--------------------------|---|
| 1997-1999 | Übersetzer der Informationsabteilung des Forschungsinstituts für elektrische Antriebe Tianjin (TRIED) |
| 1998-2000 | Vertriebsleitung der Hensel (Tianjin) Elektroinstallation Ltd. |
| 2001-2002 | Manager der PEC Technologies Ltd. |
| Okt. 2006 - Mrz. 2009 | Wiss. Angestellter an der Universität Duisburg-Essen im Fachgebiet Energietransport und -speicherung |
| seit 15. Mrz. 2009 | Mitarbeiter der E.ON Netz Offshore GmbH / Transpower offshore GmbH im Bereich Kabelanschlüssen für Offshore-Windparks |